

Energiewende – drei Jahre danach

Eine Bestandsaufnahme

Mai 2014

Prof. Dr.-Ing. Peter Reißler

Zusammenfassung

Inzwischen ist ein Drittel des Zeitkorridors bis zur Abschaltung des letzten Kernkraftwerks verstrichen.

Der Ausstieg aus der Stromerzeugung durch Kernkraft war aus technischer Sicht, auch nach den Vorfällen in Fukushima, nicht zwingend. Das Motiv war ausschließlich politischer Natur, um die Meinungsführerschaft in der Atomdebatte wieder zu gewinnen.

Die von der Bundesregierung aktivierte Ethikkommission „Sichere Energieerzeugung“ stimmte erwartungsgemäß dem Unterfangen zu. Sie äußerte jedoch Zweifel dahingehend, ob die Politik dieses Projekt ausreichend managen würde und ob es überhaupt gelingen würde. Schwerwiegender jedoch sind ihre verklausulierten Zweifel, ob die Energiewende überhaupt gerechtfertigt ist („*Man hätte auch anders entscheiden können*“).

Das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG), welches auch schon vor der Energiewende bestand, jedoch danach extrem zum Vorteil der Erneuerbaren Energien verändert wurde, stellt eine gewaltige Maschine zur Vermögensumverteilung dar, mit dramatischen Folgen für die Endverbraucher und für Teile der Industrie. Trotz aller jüngsten Beteuerungen der Politik werden die jährlichen Kosten weiter steigen.

Windkraft und Photovoltaik, die beiden Hauptvertreter der Erneuerbaren, weisen niedrige Wirkungsgrade auf und sind zudem extrem abhängig von den aktuellen meteorologischen Bedingungen. Sie sind nicht in der Lage und werden es auch niemals sein, die von einer hochentwickelten Volkswirtschaft geforderte zuverlässige Energieversorgung zu garantieren. Je höher der Anteil dieser Sparten, umso größer die Unsicherheit!

In den ersten drei Jahren nach der Entscheidung zum Atomausstieg sind mehrmals gravierende Ereignisse eingetreten, die nur durch zufällig günstige Begleitumstände nicht zu einem „Blackout“ geführt haben.

Pumpspeicherkraftwerke, die von ihrer ausgereiften Technik her prinzipiell in der Lage wären, die Unzuverlässigkeit von Windkraft und Photovoltaik auszugleichen, sind nicht in ausreichender Zahl bzw. Leistung verfügbar. Sie können diese Aufgabe wohl bei kurzem Ausfall der Erneuerbaren übernehmen. Für langzeitliche extreme Ausfälle ist ihre Kapazität weitaus zu klein. Weder kann dies durch Zubau behoben werden, noch könnten ausländische Pumpspeicherkraftwerke einspringen, da – abgesehen von anderen Problemen – auch deren Kapazität nicht ausreichen würde.

Schnell startbare Kraftwerke (gemeinhin auf Erdgasbasis) sind zwar verfügbar, jedoch lange nicht mit ausreichender Kapazität. Es ist zu bezweifeln, ob das erforderliche Volumen bis 2022 zugebaut werden könnte. Außerdem ist Erdgas – wie die derzeitige Ukraine Krise erkennen lässt – ein Energieträger, der im politischen Spannungsfeld steht. Daher ist zu fragen, ob Erdgas für eine langfristige Stabilisierung der Stromversorgung taugt.

Die Onshore Windkraftanlagen sind in den letzten Jahren zwar mehr geworden, jedoch nicht in einem solchen Maß, wie es unter den privilegierenden Bedingungen des EEG zu erwarten gewesen wäre. Die Entwicklung hat sich gegenüber früheren Jahren in etwa linear fortgesetzt.

Bezogen auf das Regierungsziel zum Ausbau der Offshore Windkraft (für 2022: 10.000 MW, inzwischen abgemindert auf 6.500 MW) ist die Entwicklung weit zurück. 2011 waren 108 MW am Netz, nun sind es 616 MW. Die Gründe dafür sind vielfältiger Natur (Unsicherheit über zukünftige Rahmenbedingungen, vielfach unerprobte Techniken, Widrigkeiten mit Wind und Wetter, fehlende Stromleitungen, technische Störungen u.a.m.). Es ist zu bezweifeln, ob die Vorgaben der Bundesregierung erreicht werden können. Dies hätte jedoch Folgen für die Stromproduktion in 2022. Denn im Vergleich mit der Windkraft Onshore besitzen Offshore Kraftwerke einen doppelt so hohen Wirkungsgrad.

Die Photovoltaik leidet unter dem systemimmanenten Fehler, dass sie dann, wenn ihr Output am dringendsten benötigt wird, oftmals nicht liefert. Das Extremszenario ist eine stabile ausgedehnte Tiefdrucklage im Winter mit heftigem Schneefall. Ihr Wirkungsgrad liegt, übers Ganze gesehen, unter 10 %, in Schlechtwettersituationen jedoch noch weit darunter.

In den letzten Jahren ist die Photovoltaik zugebaut worden, 2011 und 2012 etwa im selben Maße wie 2010. Dagegen ist der Trend in 2013 gekippt. 2013 wurde weniger neu gebaut, nur 43 % des Volumens in 2012.

Nachdem sich die Politik 2011 darauf verständigt hatte, nach welchem Fahrplan die Kernkraftwerke abgeschaltet werden sollen, hätte damals eigentlich erwartet werden müssen, dass zeitgleich auch die Ausbauziele für den Energiemix in 2022 definiert und der Öffentlichkeit zugänglich gemacht werden. Leider sind dazu auch derzeit aus dem politischen Raum keinerlei präzise Angaben zu erhalten. Erfreulich ist jedoch, dass die Bundesnetzagentur zeitnah zuverlässige Informationen ins Netz stellt, so auch über Szenarien für 2022 als Grundlage für Planungen zum Netzausbau. Diese werden zwar von Jahr für Jahr fortgeschrieben, vermitteln jedoch ein Bild darüber, was behördlicherseits, mit Zustimmung der Bundesregierung, Grundlage der Planung ist. Danach sollen natürlich die Erneuerbaren wachsen und die thermischen Erzeugungen zurückgefahren werden. Überraschend ist jedoch, dass diese Zahlen, ausgewertet unter Einbeziehung der unterschiedlichen Wirkungsgrade der einzelnen Sparten, ausweisen, dass die wirksamen Leistungen bei allen Szenarien um 10 bis 12 % kleiner sein werden als 2013.

Die Bundesnetzagentur veröffentlicht auch Zahlen über die regionale Verteilung der Stromerzeugungsanlagen. Daraus ist zu entnehmen, in welchen Bundesländern durch welche Sparten viel oder wenig Strom produziert wird. Werden hier noch die Wirkungsgrade und die Einwohnerzahlen berücksichtigt, so lassen sich die Energiedichten aus eigener Erzeugung ablesen, auch die vor und nach Stilllegung der Kernkraftwerke. Daraus wird deutlich, dass die Versorgung aus eigenen Quellen nach der Abschaltung insbesondere in Baden-Württemberg, Bayern, Niedersachsen und in Schleswig-Holstein dramatisch einbrechen wird.

Die Bundesnetzagentur veröffentlicht im Jahresrhythmus den Netzentwicklungsplan Strom (derzeit NEP2013), welcher Grundlage für die gesetzliche Festlegung des Bundesbedarfsplans ist. Obwohl im vorauslaufenden Verfahren die Träger öffentlicher Belange eingebunden waren, versuchen interessierte Kreise (auch aus der Politik) auch nachher noch oftmals, die Entscheidungen zu torpedieren.

Insgesamt müssen infolge der Energiewende bis 2022 5.450 km neue Leitungen gebaut, umgebaut oder verstärkt werden. Diese Projekte befinden sich derzeit nahezu ausschließlich in der Abstimmung mit Behörden und Betroffenen. Von dem bereits davor, in 2009, als dringend bezeichneten Bedarf von 1.855 km waren im Dezember 2013 erst 268 km fertig.

Inhalt

1.	Warum diese Analyse?	5
2.	Fukushima und die Entscheidungen in Deutschland.....	5
2.1	Situation Fukushima	5
2.2	Reaktionen der deutschen Politik.....	6
2.3	Die Ethik-Kommission.....	6
2.4	Die Gesetzgebung zum Atomausstieg	7
2.5	Das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG).....	8
3.	Zuverlässigkeit der Erneuerbaren.....	11
3.1	Das Missverhältnis zwischen technischer Ausbauleistung und dem mittleren Output.....	11
3.2	Ihre Abhängigkeit von den meteorologischen Bedingungen	12
3.3	Bisherige Betriebserfahrungen nach der Einleitung der Energiewende	14
4.	Speicher	17
4.1	Speicher im Inland	17
4.2	Speicher im europäischen Ausland	18
5.	Schnell startbare thermische Kraftwerke (Erdgas).....	19
6.	Zunahme der Windkraftanlagen	20
6.1	Onshore	20
6.2	Offshore.....	21
7.	Zunahme der Photovoltaikanlagen	23
8.	Ziel der deutschen Politik zur Struktur des deutschen Stromerzeugungsinventars 2022	25
9.	Stromtransportwege	27
9.1	Regionale Verteilung der Stromerzeugung	27
9.2	Netzausbaupläne der Bundesnetzagentur	29
9.3	Verwaltungsverfahren zur Festlegung von Netzergänzungen	32
9.4	Pünktlichkeit des Netzausbaus.....	33
10.	Schlussbemerkung.....	34

1. Warum diese Analyse?

Drei Jahre sind seit der Ausrufung der Energiewende verstrichen. Ein Viertel des von der Bundesregierung festgelegten Zeitplans zum Ausstieg aus der Kernkraft ist vorüber. Es ist daher angezeigt, einmal aus neutraler Sicht der Frage nachzugehen, was aus den ursprünglichen Absichten geworden ist.

Diese Untersuchung ist fokussiert auf drei Themen:

1. War den politischen Entscheidungsträgern klar, was ihre Entscheidungen auslösten?
2. Ist die Energiewende in der vorgesehenen Form überhaupt realisierbar?
3. Was wird sie die Allgemeinheit und den einzelnen Bürger, unabhängig von Erfolg oder Misserfolg, kosten?

2. Fukushima und die Entscheidungen in Deutschland

2.1 Situation Fukushima

Am 11. März 2011 wurde Japan von einem Erdbeben der Stärke 9.0 erschüttert. Dem folgte in kürzester Zeit eine Serie von Tsunamis, welche schreckliche Verwüstungen anrichteten und durch die 20.000 Menschen das Leben verloren.

Schwer beschädigt wurde dabei auch das an der Küste liegende Kernkraftwerk Fukushima, bei dem es in drei Blöcken zur Kernschmelze kam.

Aus heutiger Sicht ist festzustellen, dass die 20.000 toten Menschen in Deutschland gegenüber dem Reaktorunfall völlig in den Hintergrund getreten sind. Auch damals, vor drei Jahren, richtete sich das öffentliche Interesse weit überwiegend auf den Reaktorunfall.

Dies erklärt sich aus der aufgeheizten Stimmung gegen die Kernkraft, welche von interessierten Kreisen bereits seit Jahrzehnten geschürt worden war. Diese Angstpsychose ist, angesichts des über Jahrzehnte währenden Trommelfeuers, zwar rational erklärbar, jedoch sachlich durch nichts begründet. In Deutschland gab es zu diesem Zeitpunkt anderthalb Dutzend Kernkraftwerke, die alle durch die Reaktorsicherheitskommission und das Bundesamt für Strahlenschutz seit Jahrzehnten überwacht worden sind und nie Sicherheitsmängel aufwiesen. Nie ist auch nur ein Mensch dabei zu Schaden gekommen, zumindest nicht durch Verstrahlung. Dagegen akzeptiert die Gesellschaft achselzuckend, dass jedes Jahr bei uns 3.000 Menschen im Straßenverkehr sterben. Ein krasses Missverhältnis!

Kaum bekannt ist hierzulande bisher der Abschlussbericht von UNSCEAR, dem Wissenschaftlichen Komitee der Vereinten Nationen zur Untersuchung der atomaren Strahlung. Der Bericht wurde als Kurzfassung für die Vollversammlung der Vereinten Nationen im Oktober 2013 und in der Langfassung einschließlich aller erhobenen Daten um den 1. April 2014 veröffentlicht, in der Medienlandschaft in Deutschland jedoch weitgehend ignoriert. Lediglich die FAZ (am 5. April) und wenige andere seriöse Blätter haben darüber berichtet. Beide Berichte sind im Internet verfügbar^{1,2}. Die Untersuchungen kommen zu dem Ergebnis, dass in Fukushima aufgrund der Strahlenexposition bisher kein Mensch zu Schaden gekommen ist und aufgrund dieses Vorfalls voraussichtlich auch in Zukunft nicht zu Schaden kommen wird. Wenn dies ungläubiges Staunen hervorruft, so sollten die Berichte gelesen werden, bevor ein vorschnelles Urteil abgegeben wird.

2.2 Reaktionen der deutschen Politik

Wenige Tage nach dem Ereignis in Fukushima, als überhaupt noch keine Fakten verfügbar waren, ja als noch kaum Pressevertreter in die zerstörten Gebiete vorgedrungen waren, geschweige denn amtliche deutschen Nachrichtendienste, trat die Frau Bundeskanzlerin vor die Presse und verkündete den sogenannten Atomausstieg bis 2022.

Wer gewohnt ist, vor einer persönlichen Entscheidung zunächst das pro und kontra abzuwägen, musste im höchsten Maße erstaunt und irritiert gewesen sein, mit welcher Souveränität hier über – wie wir inzwischen wissen – eine gewaltige Umverteilung von Volksvermögen zu Lasten der ärmeren Bevölkerungskreise und über gewaltige Eingriffe in die Wirtschaft entschieden wurde, ohne dass die sachliche Notwendigkeit auch nur halbwegs geklärt war und ohne dass nur der geringste Schimmer einer Ahnung bestand, wie die praktischen Probleme gelöst werden konnten.

Die Entscheidung lässt sich nur politisch erklären aus dem Bestreben heraus, die politische Meinungsführerschaft beim Thema „Kernkraft“ zurückzugewinnen und die nächsten Wahlen zu gewinnen.

Auch die noch ungelöste Frage einer Endlagerung der radioaktiven Abfälle kann nicht als Grund für den überhasteten Beschluss zum „Atomausstieg“ herhalten. Denn es war die Politik und sie allein, die es über vier Jahrzehnte nicht fertig brachte, dieses Problem zu lösen.

Zur Erinnerung: Die gleichen handelnden Akteure hatten noch wenige Jahre zuvor einer Verlängerung der Laufzeiten der deutschen Kernkraftwerke zugestimmt.

2.3 Die Ethik-Kommission

Zur Legitimation der einsamen Entscheidung, angeblich mit den Ministerpräsidenten der Länder in einer Telefonkonferenz abgestimmt, wurde unmittelbar darauf die bestehende Ethik-Kommission, ein Gremium zur Beratung der Bundesregierung in Ethikfragen, aktiviert. Sie stimmte dem Ausstiegsbeschluss nach einer Klausurtagung und nach einer öffentlichen Anhörung erwartungsgemäß zu und veröffentlichte kurz darauf ihren Abschlussbericht. Dieser, im Internet verfügbar³, weicht insofern von dem politisch verwerteten Votum ab, als er verschiedentlich (verklausuliert) ernste Zweifel anmeldet,

so an der Fähigkeit der Politik, das Unterfangen durchzuführen,

„Die Energiewende ist organisatorisch eine äußerst anspruchsvolle Aufgabe, für die ein umfassendes Projektmanagement erforderlich ist, das die Politik besonders herausfordert.“ (S. 4, 4. Absatz)

so am Gelingen überhaupt

„Scheitert die Energiewende, werden die Folgen auch in Deutschland gravierend sein und viele schon erreichte Erfolge bei den erneuerbaren Energien in Frage stellen.“ (S.5, 1. Absatz)

so an der Notwendigkeit des Vorhabens

„Abwägungen sind immer abhängig von den Ausgangs- und Kontextbedingungen. Insofern kann es auch gerechtfertigt sein, dass man in einem Land oder zu einem anderen Zeitpunkt zu einem positiven Urteil kommt und in einem anderen Land oder zu einem anderen Zeitpunkt zu einem negativen. Daher... notwendig, Chancen und Risiken der Kernenergie

mit denen der alternativen Energieerzeugungsarten abzuwägen, wie sie zum jeweiligen Zeitpunkt vorliegen.“ (S. 14, 4. Absatz)

Die Ethikkommission sagt damit nichts anderes als

- die Energiewende ist eigentlich nicht notwendig,
- unter anderen Ausgangs- und Kontextbedingungen (kein unmittelbares Ereignis Fukushima, kein politischer Druck auf einen Atomausstieg, keine anstehenden Wahlen) hätte auch anders entschieden werden können und
- Chancen und Risiken hätten mit denen der Alternativen abgewogen werden müssen.

Sie hebt damit verschlüsselt ihr eigenes Votum für einen Atomausstieg wieder auf.

2.4 Die Gesetzgebung zum Atomausstieg

Am 30. Juni 2011 haben alle Parteien des Bundestags der Vorlage zum Atomausstieg zugestimmt.

Der Fahrplan, d.h. die zeitliche Reihenfolge des Ausstiegs, ist in Bild 1 dargestellt, übernommen aus einer Grafik der FAZ vom 30.06.2011.

Danach wurden acht Kernkraftwerke sofort außer Betrieb genommen. Grafenrheinfeld am Main soll bis Ende 2015 folgen, Grundremmingen B bis Ende 2017 und Philippsburg 2 bis Ende 2019. Zwischen 2020 und 2022 sollen die letzten sechs Kernkraftwerke ihren Betrieb einstellen, mit insgesamt über 8.000 MW verlässlicher (d.h. nahezu stets verfügbarer) Leistung.

Aus heutiger Sicht (2014) wurden bisher 8.500 MW vom Netz genommen; es sollen noch 12.000 MW folgen. Das bedeutet, dass das Unterfangen „Energiewende“ seinen eigentlichen Stresstest noch vor sich hat.

An dieser Stelle ist anzumerken, dass der Atomausstieg mit den Zielen der Bundesregierung zum Klimaschutz verwoben ist, welche besagen, dass der Anteil erneuerbarer Energien an der Stromproduktion von derzeit rund 13 Prozent bis 2030 auf 25 bis 30 Prozent steigen soll⁴. Der Ausbau der Erneuerbaren wird also auch nach 2022 weitergehen.

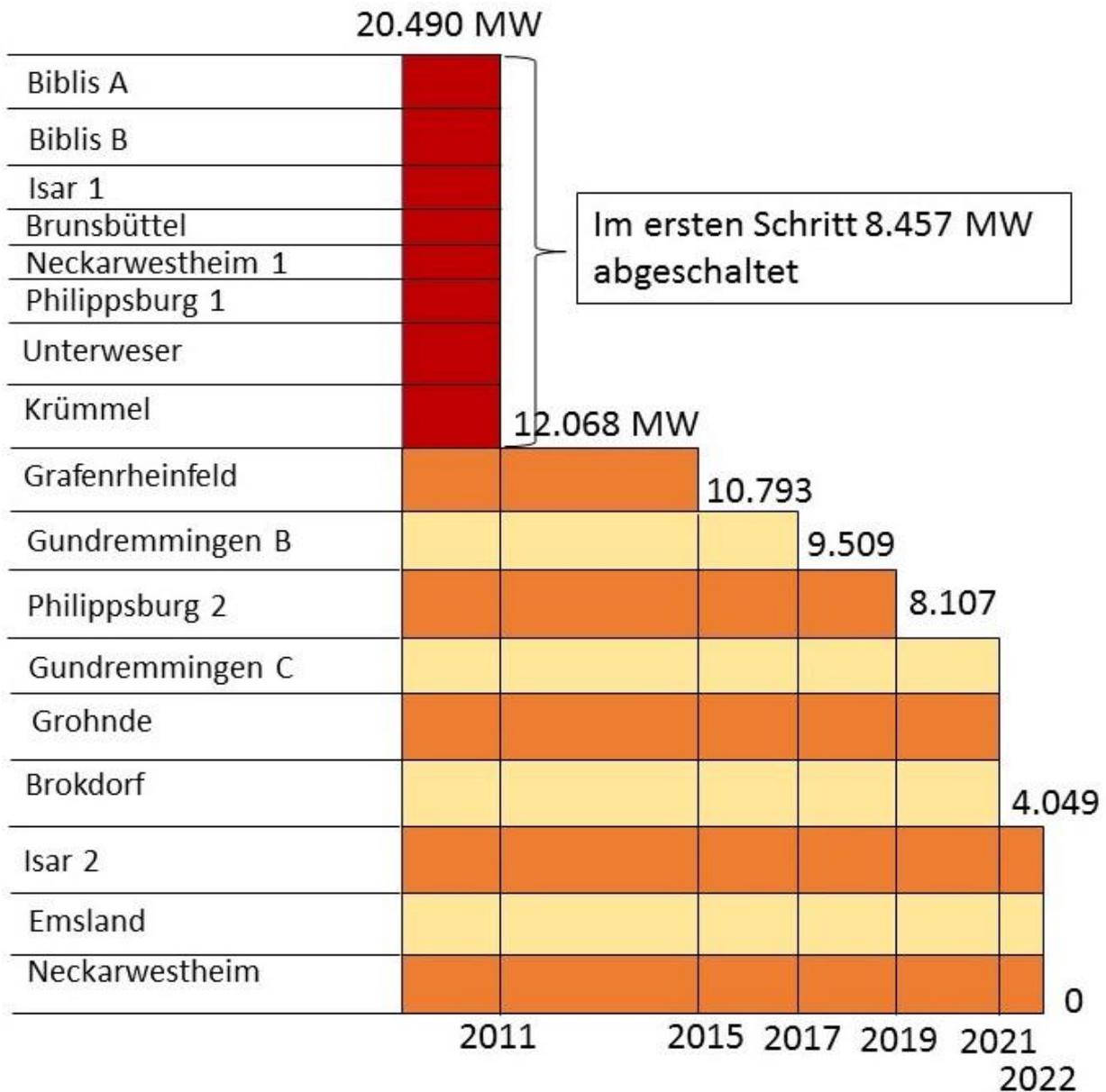


Bild 1 Fahrplan für den Atomausstieg (Daten: FAZ 30.06.2011)

2.5 Das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG)

Das EEG wurde 2005 geschaffen und ist seitdem nahezu im Jahresrhythmus zugunsten der Erneuerbaren und zu Lasten der konventionellen Stromerzeuger sowie der privaten Verbraucher verschärft worden.

Im Jahr 2013 galt die Fassung vom 10.01.2012. Gegenwärtig befindet sich eine Novellierung in Arbeit.

Die wesentlichen Details des EEG von 2012:

- § 8 (1) Die Netzbetreiber sind verpflichtet, den gesamten angebotenen Strom aus Erneuerbaren Energien und aus Grubengas unverzüglich vorrangig abzunehmen, zu übertragen und zu verteilen.

- § 21 (2) Die Vergütungen sind jeweils für die Dauer von 20 Kalenderjahren zuzüglich des Jahres der Inbetriebnahme zu zahlen.
- § 29 Vergütung für die Windkraft Onshore
8,93 ct/kWh in den ersten 5 Jahren
4,87 ct/kWh danach
- § 31 Vergütung für die Windkraft Offshore
19,0 ct/kWh, wenn die Anlage vor 2018 in Betrieb geht, für 8 Jahre
15,0 ct/kWh, wenn die Anlage nach 2018 in Betrieb geht, für 12 Jahre
3,5 ct/kWh danach
- § 32 Solar 13,50 ct/kWh
- § 33 Solar auf Gebäuden
bis 19,50 ct/kWh

Die Vergütungen für Solaranlagen unterliegen einer Degression, abhängig vom Zeitpunkt der Inbetriebnahme.

Die Einspeisevergütung für Solar (Photovoltaik) hat eine lange Entwicklung hinter sich. Zu Anfang, als die Photovoltaik überhaupt auf den Markt gebracht werden sollte, wurden extrem hohe Vergütungen gezahlt (54,53 ct/kWh), welche für später errichtete Anlagen Zug um Zug abgeschmolzen wurden. Bild 2 gibt einen Überblick über die Einspeisevergütungen für Kleinanlagen (früher bis 30 kW, nun bis 10 kW), gestaffelt nach dem Zeitpunkt, an dem die Anlage in Betrieb genommen wurde.

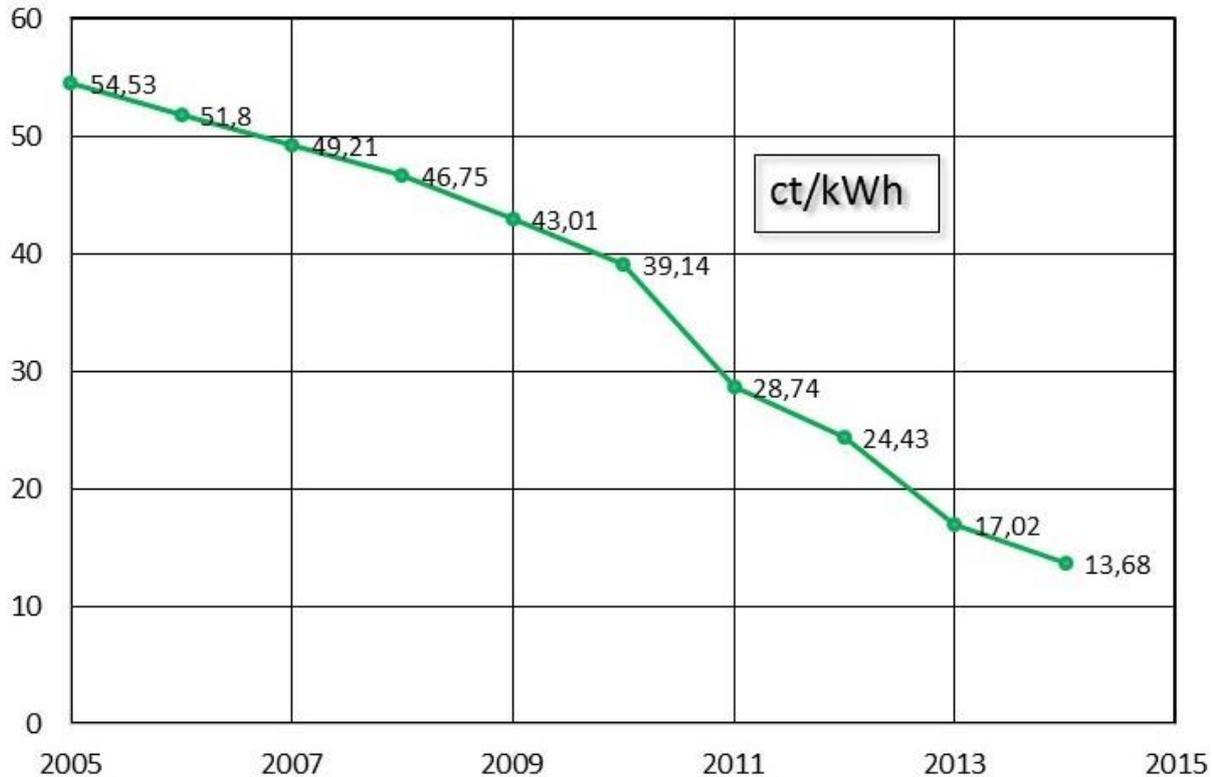


Bild 2 Entwicklung der Einspeisevergütung für PV-Kleinanlagen in Abhängigkeit vom Zeitpunkt ihrer Inbetriebnahme

Aus § 21(2) folgt, dass für Anlagen, die im Jahr 2021 in Betrieb gehen, der Abnahmepreis bis 2042 garantiert ist. Die zeitliche Fernwirkung des EEG ist also wesentlich größer als es bei flüchtiger Betrachtung erscheint.

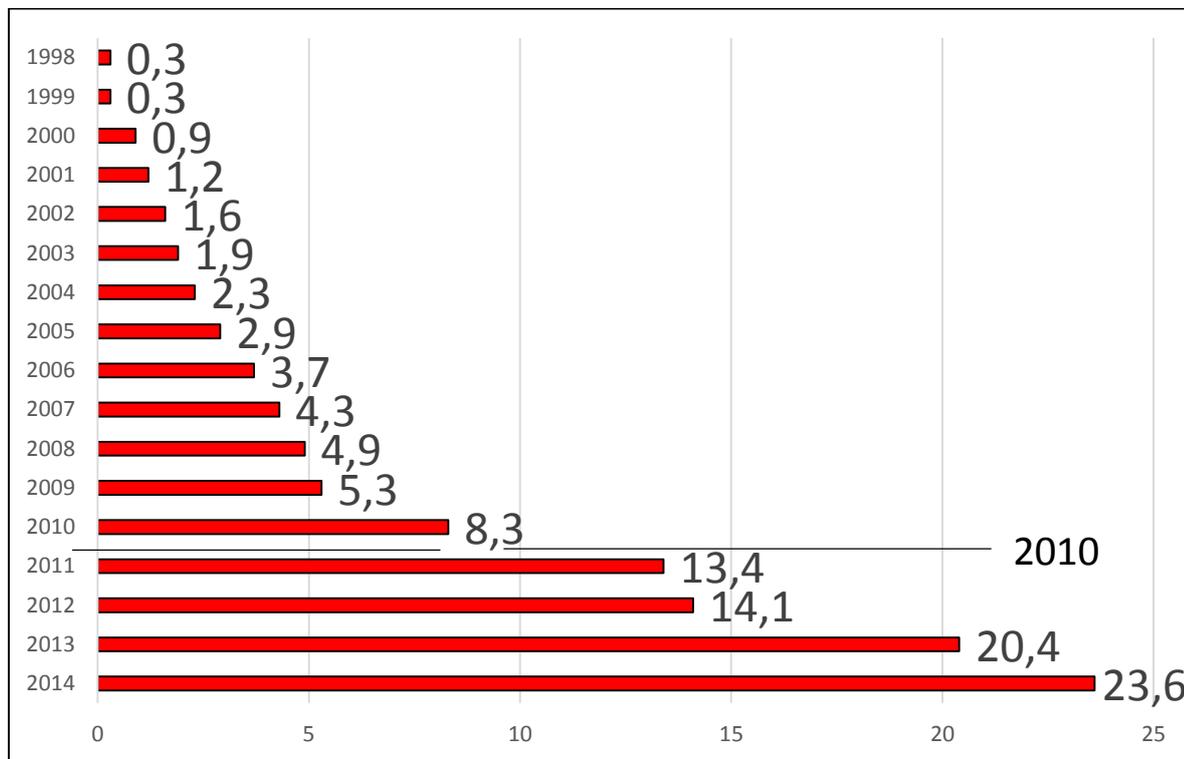


Bild 3 Kosten der Energiewende in Mrd. Euro/a (EEG-Umlage und frühere Bestimmungen)
 Daten: FAZ 21.02.2014

Zum Vergleich: Der maximale Preis für nicht privilegierte Erzeugungen liegt im Terminmarkt an der Strombörse gegenwärtig bei 2,7 ct/kWh (FAZ 12.08.13).

Bild 3 zeigt, wie sich die Kosten in den letzten Jahren für den Bürger entwickelt haben. Vor der Ausrufung der Energiewende, 2010, wurden 8,3 Mrd. Euro kassiert. 2014 werden es 23,6 Mrd. Euro sein.

Die kürzlich installierte Große Koalition war angetreten, die Belastung des Bürgers in Zukunft zu verringern. Der Wirtschafts-/Energieminister hat sich redlich bemüht, diesem Ziel gerecht zu werden. Allerdings hat ihm die Lobby, bestehend aus Ministerpräsidenten, Anlagenherstellern, Betreibern und NGOs, gestützt von den Grünen, keine Chance gelassen. Anfang April 2014 musste Herr Gabriel gestehen, dass es mit einer Entlastung des Bürgers nichts werden würde. Man sei jedoch entschlossen, einen weiteren Anstieg der EEG-Umlage zu drosseln. Bis 2022 soll die Umlage von derzeit 6,24 ct/kWh allerhöchstens auf 7,4 ct/kWh steigen.

Wie diese Kenntnisse nach zwei Tagen Verhandlungen zustande gekommen sind, ist nicht zu ergründen. Ein anerkanntes Forschungsinstitut hätte für die Berechnungen mindestens drei Monate benötigt. Im Übrigen haben die Bundesländer bereits Mitte Mai insgesamt 89 Forderungen zu dem zustimmungspflichtigen Gesetzentwurf vorgelegt, die durchwegs die guten Absichten des Wirtschafts-/Energieministers konterkarieren.

Die Aussage ist auch deshalb anzuzweifeln, weil

- der Ausbau der Erneuerbaren noch forcierter weiter geführt werden soll,
- der fällige Netzausbau noch gar nicht richtig begonnen hat,

- noch in großem Umfang thermische Reservekraftwerke gebaut werden müssen, die wegen nur kurzer Betriebszeiten nicht wirtschaftlich sein können und mit Sicherheit vom Stromverbraucher alimentiert werden müssen.

Zahlenwerte zum weiteren, sogar forcierten Ausbau der Erneuerbaren lassen sich aus den Szenario Daten der Bundesnetzagentur (s. Tabelle 5, Szenario A als moderatere Variante) entnehmen. Danach soll

- die Windkraft Onshore mindestens von 32,4 GW auf 43,9 GW steigen (um 37 %),
- die Windkraft Offshore mindestens von 0,6 GW auf 9,7 GW (auf das 16-fache) und
- die Photovoltaik mindestens von 36,8 GW auf 48,0 GW (um 30 %).

Wird das gegenwärtige Anlageninventar zugrunde gelegt, so werden noch 7.700 Onshore-Windräder dazu kommen, 780 Windräder Offshore und weitere 330.000 Photovoltaik-Paneele. Jede neue Windkraftanlage, jede neue Photovoltaikanlage, sofern sie bis 2022 in Betrieb geht, profitiert 20 Jahre lang von der überdimensionierten Subvention.

Überdies: Herr Gabriel hat, wie erwähnt, vor wenigen Tagen den Kürzeren gezogen, als er die Subventionen nur geringfügig verringern wollte. Wer glaubt ernsthaft, dass es 2022 gelingt, die Subventionen abzubauen, zumal das langzeitliche Ziel der Bundesregierung (bis 2050) noch lange nicht erreicht sein wird?

Seriöse Schätzungen rechnen bis 2022 mit einer Gesamtsumme von bis zu 1 Billion Euro. Zum Vergleich: Die deutsche Einheit soll 2 Billionen gekostet haben (Prof. Schroeder, FU Berlin, FAZ 6.5.2014).

Jede Person in Deutschland würde in den nächsten 17 Jahren mit insgesamt 12.500 Euro zur Kasse gebeten, eine vierköpfige Familie mit 50.000 Euro. In einem Jahr wären das 735 Euro/Einwohner und Jahr bzw. 2.900 Euro/ Jahr für eine vierköpfige Familie.

3. Zuverlässigkeit der Erneuerbaren

Die für die Substitution der Kernenergie maßgebenden Sparten der Erneuerbaren, Windkraft und Photovoltaik, weisen zwei grundlegende Schwächen auf, welche für Prognose der Versorgungssicherheit bis 2022, jedoch insbesondere danach, von ausschlaggebender Bedeutung sind:

- das Missverhältnis zwischen technischer Ausbauleistung und dem mittleren Output, mit anderen Worten, ihr Wirkungsgrad,
- ihre Abhängigkeit von den aktuellen meteorologischen Bedingungen.

3.1 Das Missverhältnis zwischen technischer Ausbauleistung und dem mittleren Output

Von interessierter Seite wird beinahe täglich stolz herausgestellt, welche grandiose Ausbauleistung speziell bei Photovoltaik und Windkraft inzwischen erreicht worden sei. Auch die mit Steuergeldern hervorragend gestylten Websites der einschlägigen Ministerien und ihrer nachgeordneten Bundesbehörden überbieten sich bei solchen Darstellungen mit daraus abgeleiteten Prognosen für das – selbstverständliche - Gelingen der Energiewende.

Wie sieht die Wirklichkeit aus?

Leider sind die Zahlen über den fulminanten Ausbau von Windkraft und Photovoltaik überhaupt kein Maß für deren Nutzen. Allein auf die Menge des produzierten Stroms kommt es an (und natürlich auch darauf, ob dieser bedarfsgerecht produziert worden ist). Hierzu zeigt Tabelle 1 für 2013 die prozentualen Anteile der einzelnen Sparten sowohl bei der installierten Leistung als auch bei der tatsächlichen Stromerzeugung.

Tabelle 1 Prozentuale Anteile der Sparten bei installierter Leistung und Stromerzeugung

Sparte	Prozentualer Anteil an der insgesamt installierten Leistung	Prozentualer Anteil an der tatsächlichen Stromerzeugung
Braunkohle	14,7	25,8
Erdgas	17,6	10,5
Kernkraft	13,3	15,4
Steinkohle	17,1	19,7
Photovoltaik	23,0	4,5
Windkraft	20,6	7,9

Auch wenn die Windkraft und die Photovoltaik, jede Sparte für sich, erheblich mehr installierte Leistungen aufweisen als jede der anderen Sparten: Ihre Produktivität ist marginal, und das trotz ihrer privilegierten Stellung durch das EEG.

Ebenso demaskierend ist, wenn die Entwicklung des Stromdargebots aller Sparten von 2010 bis 2013, also von vor der Ausrufung der Energiewende bis zur Gegenwart verglichen werden (Tabelle 2).

Tabelle 2 Entwicklung des Stromdargebots zwischen 2010 und 2013

1	2	3	4	5
Sparte	2010	2013	2013-2010	Vergleich
	Terrawattstunden			
Braunkohle	146	162	+16	
Kernenergie	141	97	-44	-44
Steinkohle	117	124	+7	
Erdgas	89	66	-24	
Wind	38	50	+12	+41
Biomasse	30	43	+13	
Photovoltaik	12	28	+16	

Aus Spalte 5 ergibt sich, dass die Stromproduktion der Erneuerbaren (incl. Biomasse) in den Jahren 2011 bis 2013 weniger zugelegt hat, als durch die bisherige Abschaltung der Kernkraftwerke verloren gegangen ist. Dies sollte im Gedächtnis bleiben, und auch, dass bisher nur 8.500 MW Kernkraft abgeschaltet worden sind und bis 2022 weitere 12.000 MW folgen sollen.

3.2 Ihre Abhängigkeit von den meteorologischen Bedingungen

Die Erneuerbaren, zumindest ihre prominentesten Vertreter Photovoltaik und Windkraft, produzieren Strom nicht dann, wenn Bedarf besteht, sondern dann, wenn die meteorologischen Bedingungen es gestatten. Deshalb müssen lange Phasen überbrückt werden, in denen sie nutzlos sind.

Eine derartige Phase ist von EEG/KWK, der Transparenzplattform der Übertragungsnetzbetreiber, dokumentiert worden (Bild 4). Obwohl Ende 2011 54.000 MW installierte Leistungen bei Photovoltaik und bei Windkraft insgesamt zur Verfügung standen, konnten während des gesamten Novembers 2011 nur ca. 4.000 MW als wirksame Leistung genutzt werden, im gesamten Halbjahr vom 1. Oktober 2011 bis zum 31.03.2012 im Mittel nur 8.000 MW. Das sind 7,4 % bzw. 14,8 % der auslegungsmäßig möglichen

Produktion, sind also Wirkungsgrade von 7,4 % bzw. 14,8 %. Im November 2011 kam es nur deshalb nicht zum Kollaps, weil die Außentemperaturen noch um 5° K höher lagen als im tiefen Winter. Dagegen kam es am 6. Februar 2012 zu einem Beinahe-Kollaps, weil bei niedrigen Temperaturen zusätzlich noch Probleme mit der Gasversorgung auftraten.

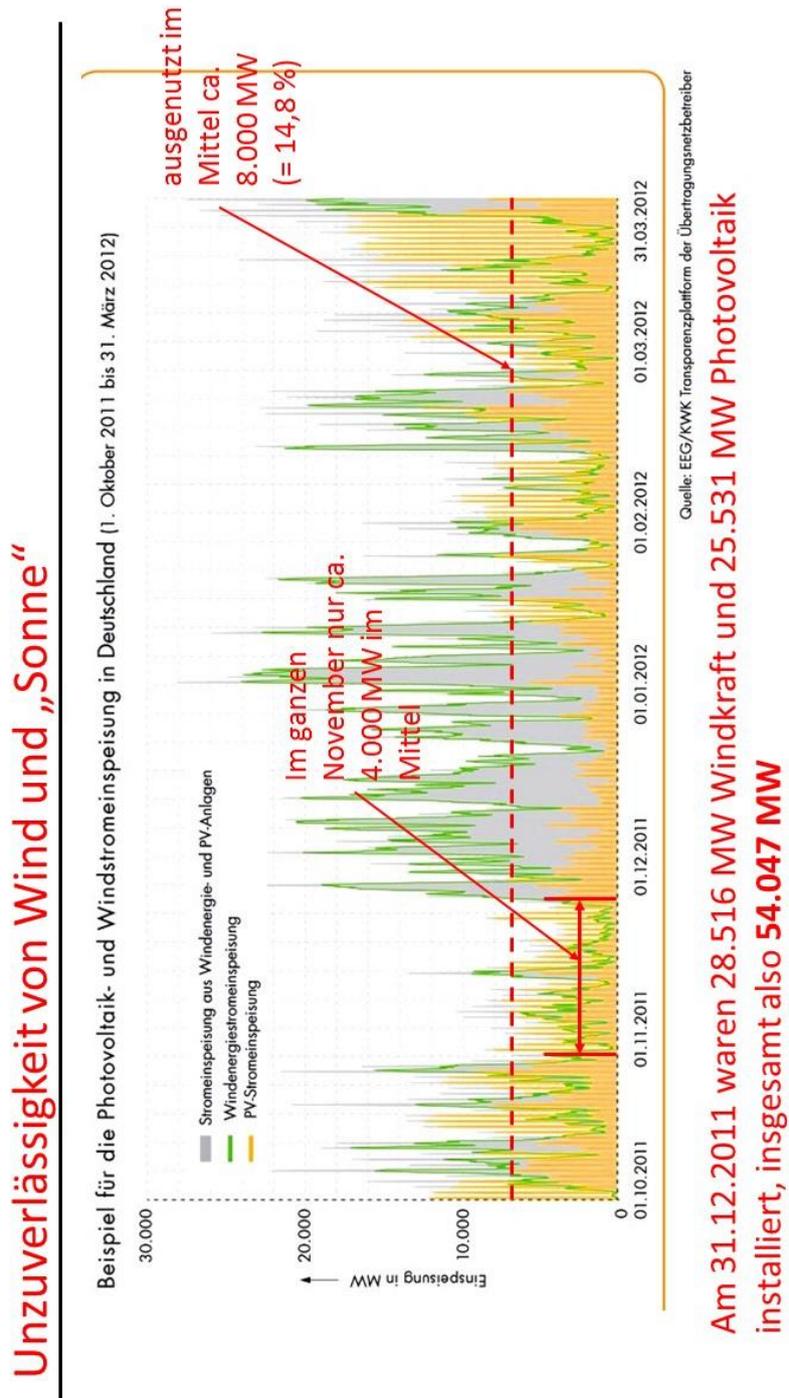


Bild 3 Beispiel für überlagerte Ausfallzeiten von Photovoltaik und Windkraft

Diese niedrigen Wirkungsgrade von unter 15 % lassen sich auch für ganze Jahre nachweisen. Tabelle 3a enthält hierzu die Zahlen für 2010 bis 2013, Tabelle 3b, darunter, die erwirtschafteten Wirkungsgrade der thermischen Kraftwerkssparten. Unter erwirtschaftetem Wirkungsgrad wird das Verhältnis des tatsächlich produzierten Stroms zu der Strommenge verstanden, die bei einer pausenlosen Produktion von 24 x 365 Stunden im Jahr unter Vollast erzielt worden wäre.

Tabelle 3a Wirksame Leistungen (GW) und erwirtschaftete Wirkungsgrade von Windkraft (WK) und Photovoltaik (PV) 2010 bis 2013

	2010	2011	2012	2013
Installierte Leistung WK	27,2	28,5	32,2	33,1
Installierte Leistung PV	16,5	25,1	32,7	36,9
Wirkungsgrad WK (%)	15	18	17	17
Wirkungsgrad PV (%)	8	9	10	9
∑ installierter Leistungen von WK und PV	43,7	53,6	64,8	70,0
Mittlere wirksame Leistung von WK + PV	5,4	7,4	8,7	8,9
Mittlerer Wirkungsgrad von WK + PV (%)	12,3	13,8	13,5	12,7

Tabelle 3b Erwirtschaftete Wirkungsgrade der thermischen Kraftwerke in %

	2010	2011	2012	2013
Steinkohle	44	44	48	52
Kernenergie	75	*)	89	93
Braunkohle	76	81	79	81
Erdgas	53	36	32	27

*) nicht darstellbar, weil in innerhalb des Jahres 2011 ein Teil der Kraftwerke abgeschaltet wurde.

3.3 Bisherige Betriebserfahrungen nach der Einleitung der Energiewende

Aus den Medien ist bekannt, dass die Netzbetreiber seit 2011 in wesentlich größerem Umfang als bisher zur Stabilisierung der Netze eingreifen mussten. Einzelne Zahlen sind kaum erhältlich, jedoch summarische Bewertungen.

Daneben gab es durchaus schwerwiegende Ereignisse, die den Weg in den Blätterwald gefunden haben:

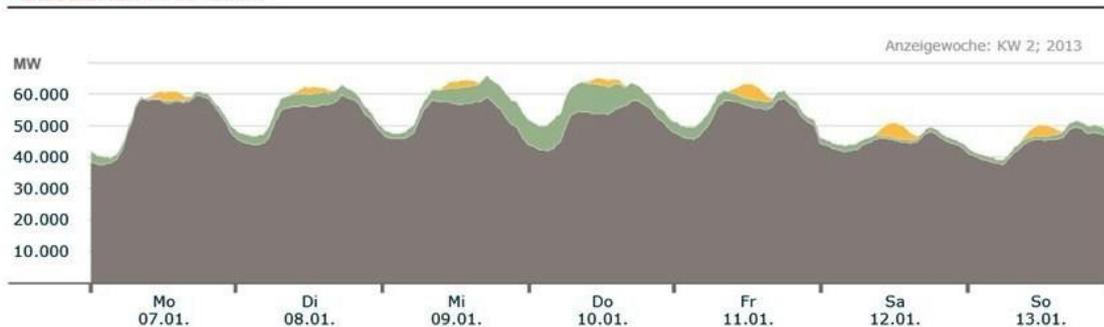
1. Am 6. Februar 2012 wurde die Situation kritisch, wegen
 - niedriger Temperaturen,
 - eine vorübergehenden Einschränkung der Gaslieferungen aus der Ukraine (-25 %) und innerdeutschen Umschichtungsproblemen,
 - einer Flaute, die bewirkte, dass die Windkraft bei 28,5 GW Ausbauleistung nur 3,0 GW bereitstellen konnte.
2. Zwischen dem 18. und dem 31. März 2013 speisten die privilegierten Sparten Windkraft und Photovoltaik so viel Strom ins Netz, dass die Netzbetreiber 38mal massiv eingreifen mussten, um einen Zusammenbruch zu verhindern.

3. Am 13. Februar 2014 mussten die Trimet Aluminiumhütten in Essen und in Hamburg ihren Betrieb für eine Stunde komplett einstellen, weil Wind und Sonne weniger produzierten als prognostiziert worden war (FAZ 12.03.14). Es fehlten 500 MW Leistung, also die Leistung eines „halben“ Kernkraftwerks. Finanzielle Schäden (Produktionsausfall und ev. Schäden an den Schmelzanlagen) trägt gem. EEG der Verbraucher.

Das Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE hat kürzlich eine umfangreiche Studie über die Stromerzeugung aus Solar- und Windenergie im Jahr 2013 in das Netz gestellt⁵. Die daraus entnommenen Bilder 5 bis 7 zeigen sehr deutlich und überaus typisch, welchen Anteil die Sparten Windkraft und Solar im Januar 2013 (bezogen auf ganz Deutschland) hatten. Der Wintermonat Januar wurde hier für die Darstellung gewählt, weil die Wintermonate und nur sie für die Beurteilung der Leistungsfähigkeit von Windkraft und Photovoltaik ausschlaggebend sind. Andere Wintermonate zeigen ähnliche Bilder.

Stromproduktion: Woche 2, 07. bis 13. Januar 2013

Tatsächliche Produktion



	Max. Leistung	Datum max. Leistung	Wochenenergie
Solar	4,7 GW	11.01., 12:30 (+1:00)	0,1 TWh
Wind	9,6 GW	10.01., 08:45 (+1:00)	0,53 TWh
Konventionell > 100 MW	59,8 GW	08.01., 17:00 (+1:00)	8,4 TWh

Grafik: B. Burger, Fraunhofer ISE; Daten: Leipziger Strombörse EEX

109

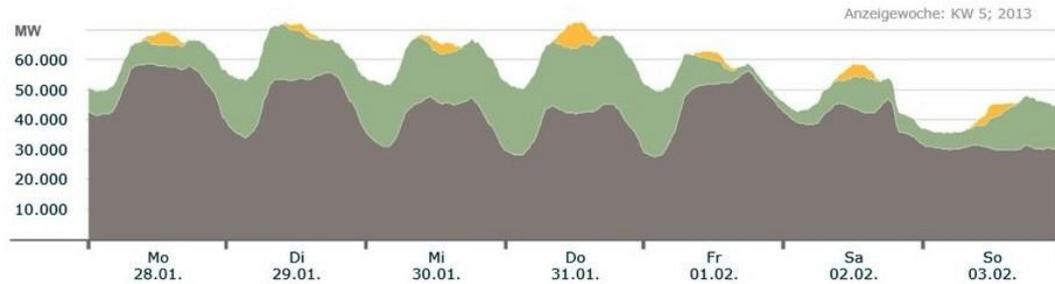
© Fraunhofer ISE

 **Fraunhofer**
ISE

Bild 5 Stromproduktion in Deutschland vom 7. bis 13. Januar 2013

Stromproduktion: Woche 5, 28. Januar bis 03. Februar 2013

Tatsächliche Produktion



	Max. Leistung	Datum max. Leistung	Wochenenergie
Solar	8,4 GW	31.01., 12:00 (+1:00)	0,14 TWh
Wind	23,3 GW	31.01., 18:30 (+1:00)	2,3 TWh
Konventionell > 100 MW	58,9 GW	28.01., 10:00 (+1:00)	7,1 TWh

Grafik: B. Burger, Fraunhofer ISE; Daten: Leipziger Strombörse EEX

112

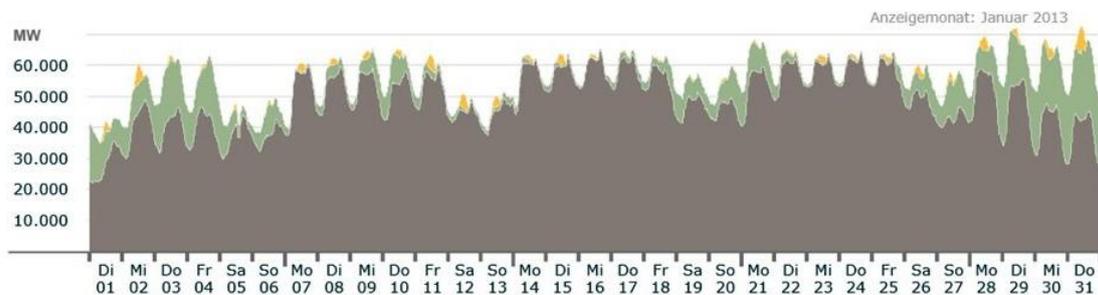
© Fraunhofer ISE



Bild 6 Stromproduktion in Deutschland vom 28. Januar bis 3. Februar 2013

Stromproduktion: Januar 2013

Tatsächliche Produktion



	Max. Leistung	Datum max. Leistung	Monatsenergie
Solar	8,4 GW	31.01., 12:00 (+1:00)	0,35 TWh
Wind	23,3 GW	31.01., 18:30 (+1:00)	5,0 TWh
Konventionell > 100 MW	64,8 GW	16.01., 17:00 (+1:00)	36,3 TWh

Grafik: B. Burger, Fraunhofer ISE; Daten: Leipziger Strombörse EEX, <http://www.transparency.eex.com/de/>

63

© Fraunhofer ISE



Bild 7 Stromproduktion in Deutschland im Januar 2013

Bild 5 demonstriert den Anteil von Windkraft und Solar in einer für die Erneuerbaren ungünstigen, Bild 6 in einer für die Erneuerbaren günstigen Woche. Bild 7 zeigt die Ergebnisse während des gesamten Januars 2013. In der Woche 7. bis 13. Januar trugen Windkraft und Solar gerade einmal 6,9 % zur gesamten Stromproduktion bei, in der Woche 28.01. bis 03.02. jedoch 25,3 %, im gesamten Monat Januar allerdings nur 10,4 % - und das, obwohl die Erneuerbaren durch das EEG absolute Priorität besitzen. Dieses ernüchternde Bild sei all denjenigen vorgehalten, welche von der Großartigkeit der Erneuerbaren für die Sicherstellung der Stromversorgung überzeugen wollen.

In Ihrer Feststellung des Reservekraftwerksbedarfs für den Winter 2015/16 vom 30.09.2013⁶ kommt die Bundesnetzagentur zu dem Ergebnis, dass für diesen Winter voraussichtlich eine Netzreserve von 4.800 MW benötigt wird. Diese Feststellung ist allerdings als nur vorläufig gekennzeichnet, da die Bundesnetzagentur bis zum 1. Mai 2015 den Reservebedarf erneut zu bewerten hat. Diese 4.800 MW können jedoch teilweise nur aus dem Ausland gedeckt werden. Hierzu führt die Bundesnetzagentur derzeit Gespräche mit ausländischen Regierungen und Betreibern. In einer zusätzlichen „Option Engpassbewirtschaftung“ wird erwogen, gegebenenfalls den vertraglich festgelegten Stromexport nach Österreich zeitweise zu unterbinden oder einzuschränken. Doch wird einer solchen Notmaßnahme wegen der zu erwartenden europarechtlichen Implikationen nur nachrangige Priorität eingeräumt.

Die Unzuverlässigkeit von Photovoltaik und Windkraft, diese sehr unvorteilhafte, jedoch systemimmanente Eigenschaft, macht es unumgänglich, Kapazitäten für den Ausfall dieser Sparten vorzuhalten. Theoretisch könnten dies geeignete Anlagen zur Zwischenspeicherung der Energie oder schnell anspringende Kraftwerke auf thermischer Basis (Erdgas) sein.

4. Speicher

4.1 Speicher im Inland

Die Wissenschaft stellt viele Ideen vor, wie ein Speichermedium beschaffen sein könnte. Einsatzfähig für Energiemengen, wie sie hier gespeichert werden müssen, sind derzeit allenfalls Pumpspeicherwerke. Die Technik ist ausgereift.

Von allen anderen Ideen zur Speicherung großer Energiemengen könnten bestenfalls noch sogenannte Druckluftspeicher einen Beitrag leisten, doch sind diese bisher über den Labormaßstab noch kaum herausgekommen. Eine erste Demonstrationsanlage sollte ab 2013 bei Staßfurt (Sachsen-Anhalt) gebaut werden, doch hat sich der Bau inzwischen stark verzögert. Es ist nicht davon auszugehen, dass bis 2022, dem Zeitpunkt, an dem alle Kernkraftwerke vom Netz sein sollen, verlässliche Auslegungsdaten für einen großtechnischen Einsatz zur Verfügung stehen werden.

Was können die derzeit bestehenden deutschen Pumpspeicherwerke zur Abfederung der unzuverlässigen Sparten Photovoltaik und Windkraft bewirken? Anhand des in Bild 4 gezeigten realen Vorgangs, der nicht untypisch ist, fehlen zuweilen 4 GW (oder mehr) aus den erneuerbaren Sparten über einen Zeitraum von vier Wochen.

Die installierte Leistung aller deutschen Pumpspeicherkraftwerke liegt bei 7 GW, jedoch sind ihre Oberbecken durchwegs nur für einen Volllastbetrieb von 4 bis 8 Stunden ausgelegt. Würden nun die Kraftwerke so gesteuert, dass sie nur 4 GW Leistung produzieren, so ließe sich die Einsatzdauer strecken auf vielleicht 10 bis 12 Stunden, keineswegs jedoch auf 28 Tage. Bild 8 verdeutlicht das Dilemma. Dies ändert sich auch nicht wesentlich, wenn, wie die Bundesnetzagentur in ihrer Übersicht⁷ von Anfang April 2014 ausweist, das Pumpspeicherwerk Vianden (Luxemburg, 1,1 GW) und das eine oder andere österreichische Werk (Kühltai, Kopswerk, Lünensee, Rodundwerk, insgesamt 1,8 GW) einbezogen werden.

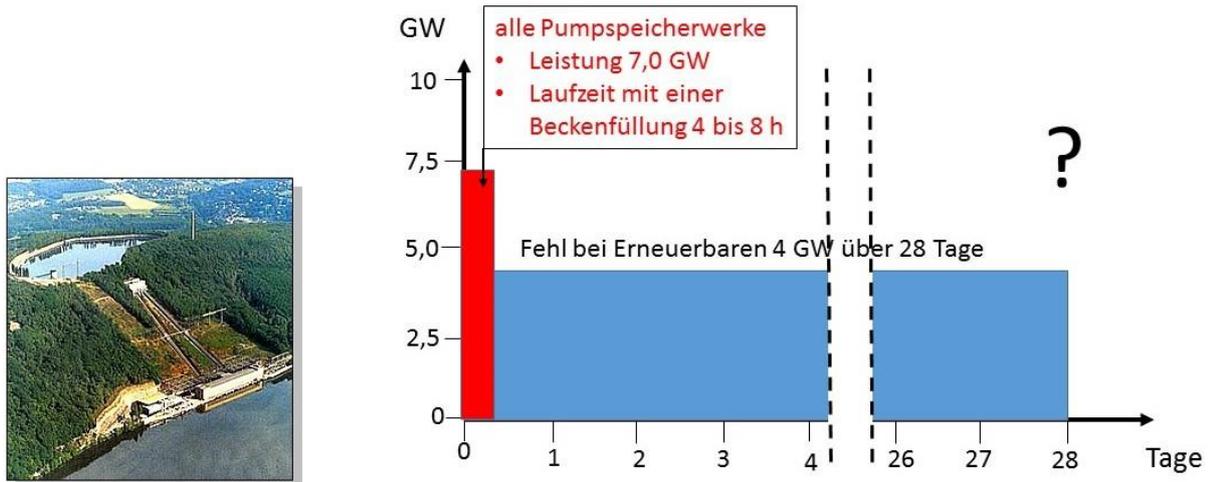


Bild 8 Leistungsfähigkeit der deutschen Pumpspeicherwerke gegenüber dem Leistungsfehlbetrag gemäß Bild 4

In der Anfangsphase nach Ausrufung der Energiewende haben sich Viele, darunter auch Landesregierungen, auf den Weg gemacht, überall nach geeigneten Standorten für neue Pumpspeicherkraftwerke zu suchen oder suchen zu lassen. Inzwischen ist die Euphorie abgeflaut. Die meisten der damals in Aussicht genommenen Standorte sind inzwischen wieder aufgegeben worden, manchmal fluchtartig vor den „Wutbürgern“ (z.B. am Ruhrstausee durch Trianel, im Juni 2013), die sogar manchmal von der Politik unterstützt werden (z.B. beim Projekt Pumpspeicherwerk Jochberg durch den bayerischen Ministerpräsidenten). Sogar Projekte, die bereits einen hohen Reifegrad aufwiesen, wie das Projekt des großen Pumpspeicherkraftwerk Atdorf im Südschwarzwald (RWE und ENBW, 1.400 MW), sind inzwischen „auf Eis“ gelegt worden, einerseits wegen des „Wutbürgers“, andererseits, weil eine solch große Investition bei den gegenwärtigen politischen Rahmenbedingungen als nicht verantwortbar angesehen wurde. Ende April 2014 hat RWE seine Mitwirkung an dem Projekt sogar offiziell eingestellt.

Pumpspeicherkraftwerke werden natürlich unter den Bedingungen der Energiewende notwendig und wertvoll sein, um kurzfristige Lastschwankungen auszugleichen. Um langfristige Ausfälle der Erneuerbaren abzufedern, müssten es jedoch viel mehr sein.

4.2 Speicher im europäischen Ausland

Da das vorstehend erörterte Problem inzwischen allgemein bekannt ist, wird oftmals optimistisch darauf abgehoben, dass das fehlende Speichervermögen doch „ohne Schwierigkeiten“ durch Pumpspeicherwerke in benachbarten Staaten kompensiert werden könne.

Leider ein Trugschluss! Tabelle 4 vermittelt einen Überblick darüber, wieviel Strom 2011 durch Pumpspeicherkraftwerke in Deutschland und im benachbarten Ausland erzeugt worden ist, dort mit Ausnahme von Österreich ausschließlich für den Eigenbedarf. In Österreich wurde sogar jetzt schon für den deutschen Bedarf produziert (s. Abschnitt 4.1). Die Produktion kommt bei keinem der Staaten an die Erzeugung in Deutschland heran. Wie soll da noch Spiel dafür sein, Deutschland in solchem Umfang zu helfen, wie es gemäß Bild 8 notwendig wäre?

Tabelle 4 Stromerzeugung in Pumpspeicherkraftwerken in 2011
(Deutschland und benachbartes Ausland)

Land	GWh	Bemerkung
Deutschland	6.099	
Norwegen	1.240	
Österreich	3.504	
Schweden	122	
Schweiz	1.738	Zahl von 2010

Auch die Idee, unsere Nachbarn dazu zu bewegen, zusätzliche Pumpspeicherkraftwerke zu bauen, kann nur als Traum bezeichnet werden. Selbst wenn sie wollten: Sie würden sich – wie in Deutschland – an den Partikularinteressen der Bürger festrennen.

Außerdem würde ein solches Unterfangen, selbst wenn es erfolgreich wäre, 15 bis 20 Jahre dauern.

Darüber hinaus verfolgen unsere Nachbarn natürlich ausschließlich ihre eigenen Interessen. Norwegens Energieminister Ola Borten Moe hat sich im Juli 2012 folgendermaßen geäußert (FAZ 20.07.2012):

„Wir haben große Pläne – wollen u.a. Ölplattformen in der Nordsee elektrifizieren. Daher: wenn überschüssiger Windstrom aus Deutschland kommt, so werden wir diesen in den Städten verbrauchen. Wir schonen dadurch unsere Speicher für andere (norwegische) Zwecke.“

5. Schnell startbare thermische Kraftwerke (Erdgas)

Obwohl die installierte Leistung der Gaskraftwerke (Nettoengpassleistung) in Deutschland zwischen 2010 und 2013 von 25,5 GW auf 28,3 GW angestiegen ist, hat ihre Produktion um ein Viertel abgenommen (Tabelle 2). Ihre Produktivität ist von 53 % auf 27 % gesunken (Tabelle 3b). Dahinter steckt der privilegierte Ausbau der Erneuerbaren, wodurch die Gaskraftwerke in zunehmendem Maße lediglich dann zum Einsatz kommen, wenn „Not am Mann“ ist.

Dies wird auch aus der amtlichen Statistik der Bundesnetzagentur deutlich⁷, welche 21,6 GW als in Betrieb befindlich ausweist und 6,7 GW als Reservekraftwerke, vorläufig stillgelegt etc..

Unabhängig von Überlegungen, welchen Beitrag Erdgaskraftwerke zur Überbrückung von Ausfällen bei den Erneuerbaren leisten können bzw. in Zukunft leisten könnten, sind einige Bemerkungen zur Versorgungssicherheit mit Gas am Platz. Deutschland bezieht gegenwärtig ca. 45 % des Erdgases aus Russland. In den Rest teilen sich Norwegen und die Niederlande.

Derzeit ist die Ukraine, durch welche ein Teil der Erdgasleitungen verläuft, Schauplatz extremer politischer Auseinandersetzungen, in welche auf der einen Seite Russland und auf der anderen Seite die EU verstrickt sind. Inzwischen wird in Deutschland und in der EU bis in höchste politische Kreise diskutiert, inwieweit Russland die Gaslieferungen als Druckmittel einsetzen könnte. Sogar der Frau Bundeskanzlerin scheint es geboten, unabhängiger von russischem Erdgas zu werden, was bei nüchterner Betrachtung mindestens ein Jahrzehnt dauern würde.

Gegenwärtig, Anfang Mai 2014, droht Gazprom nahezu wöchentlich mit den verschiedensten Szenarien, bei denen regelmäßig die Gasversorgung auch in Deutschland beeinträchtigt werden würde.

Von den Fakten her: Deutschland verbrauchte 2010 96 Mrd. cbm Erdgas. Es besitzt Erdgasspeicher mit einem Gesamtvolumen von 20 Mrd. cbm. Weitere 7,4 Mrd. cbm sind in Planung oder im Bau. Sind alle

Speicher gefüllt, so könnte ein Ausfall russischer Gaslieferungen von ca. ½ Jahr überbrückt werden. Bei normaler Bewirtschaftung (unabhängig von politischen Überlegungen) sollten die Speicher vor dem Winter gefüllt sein. Im Verlauf des Winters werden daraus Verbrauchsspitzen abgedeckt. Wenn also, wie derzeit nicht auszuschließen, die Gasanlieferung im Sommer bei nur teilgefüllten Speichern unterbrochen würde, so könnten nur wesentlich weniger als 6 Monate überbrückt werden.

In diesem Zusammenhang soll nicht unerwähnt bleiben, dass derzeit Verhandlungen laufen mit dem Ziel, einen Teil der Speicher an Gazprom zu verkaufen.

Es sei ergänzend darauf hingewiesen, dass die vorstehenden Ausführungen sich nur auf Deutschland beziehen. Für ganz Europa sind die Verhältnisse gravierend schlechter. EU-Energiekommissar Günther Oettinger lässt sich am 15.05.2014 dahingehend in der FAZ zitieren, dass die nach den letzten Ukraine-Gas-Krisen 2006 und 2009 vereinbarten Vorräte für 30 kalte Wintertage ausreichen, was jedoch zu wenig wäre.

In dieser Situation ist es schon etwas gewagt, die Rolle von Erdgaskraftwerken zur zeitweiligen Kompensation fehlender Einspeisungen durch die Erneuerbaren zu diskutieren. Dennoch ist hier eine Analyse am Platz, allerdings aus rein technischer Sicht.

Gegenwärtig sind Erdgaskraftwerke mit einer Leistung von 21,6 GW in Betrieb, 6,7 GW stehen als Reserve zur Verfügung. Im Jahr 2022 sollen alle Kernkraftwerke stillgelegt sein. Dann fehlen die bisher noch verfügbaren 12 GW aus diesem Bereich. Es besteht der politische Wille, diese Leistungen durch die Erneuerbaren zu kompensieren. Dann muss jedoch auch Vorsorge gegen deren Unzuverlässigkeit getroffen werden. Dazu müssten bis dahin 9 bis 12 GW an Erdgaskraftwerken hinzu gebaut werden.

Gaskraftwerke leisten derzeit zumeist um 0,5 GW. Es müssen daher zwischen 18 und 24 neue Kraftwerke entstehen, die jedoch in jedem Jahr nur wenige Tage bis wenige Wochen in Betrieb sein werden. Da dies höchst unwirtschaftlich ist und vom Betreiber weder die Betriebskosten noch die Abschreibungen verdient werden können, werden sich nur Investoren finden, wenn die Politik ihnen hohe Entschädigungen verspricht – auf Kosten des Stromverbrauchers in der Fläche.

6. Zunahme der Windkraftanlagen

6.1 Onshore

Aufgrund der hohen Förderung schon vor der Verabschiedung des EEG sind vielerorts Onshore Windkraftanlagen bereits seit 2000 entstanden. 2010, vor Fukushima, gab es in Deutschland 21.458 Onshore Windkraftanlagen mit einer installierten Gesamtleistung von 26.770 MW⁸. Seitdem sind bis Ende 2013 ca. 2.600 Anlagen hinzugekommen. Die gesamte installierte Leistung belief sich 2013 auf 33.645 MW. Wie Bild 9 zu entnehmen ist, stieg die installierte Leistung trotz der exorbitanten Förderung durch das EEG nur wenig mehr als linear an.

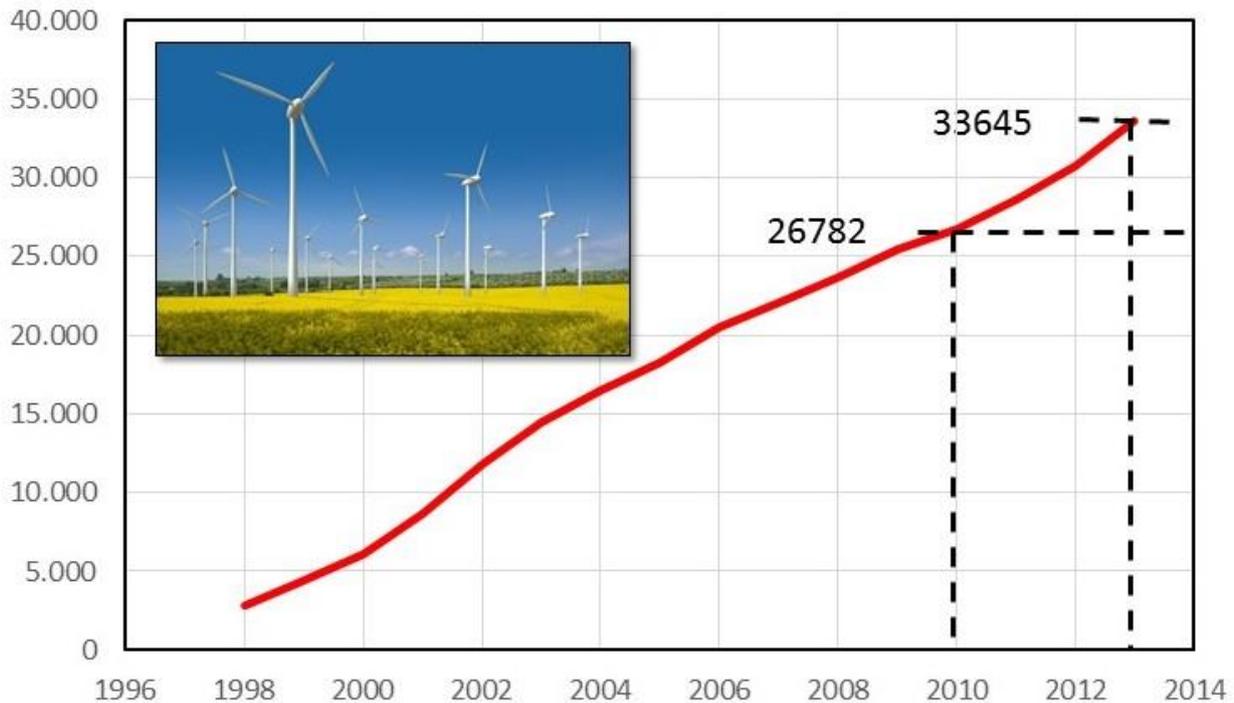


Bild 9 Entwicklung der installierten Nennleistungen der Onshore Windkraft

Die neuen Anlagen leisten maschinentechnisch im Mittel um 2,6 MW. Die Anlagen sind also größer geworden. Nach Erhebungen des Fraunhofer-Instituts⁸ liegt der Wirkungsgrad von Onshore-Anlagen bei 18 %. Daraus folgt, dass die 2.600 neuen Windräder eine wirksame Leistung von rund 1.200 MW aufweisen, also der wirksamen Leistung eines einzigen großen Kernkraftwerks entsprechen.

6.2 Offshore

2011, zur Zeit der Ausrufung der Energiewende, waren in deutschen Küstengewässern zwei Offshore Windparks in Betrieb, Baltic 1 in der Ostsee mit 21 Windrädern (je 2,3 MW) und einer gesamten installierten Leistung von 48 MW, in der Nordsee Alpha Ventus mit insgesamt 12 Windrädern mit je 5 MW und einer Gesamtausbauleistung von 60 MW.

Im Frühjahr 2014 waren zwei weitere Windparks am Netz, Riffgatt mit 108 MW und Bard Offshore 1 mit 400 MW Ausbauleistung. Riffgatt hat inzwischen traurige Berühmtheit erlangt, weil dort der Strom wegen der fehlenden Leitung nicht ans Festland gebracht werden konnte. Ein halbes Jahr lang (FAZ 03.02.14) mussten bzw. müssen Dieselgeneratoren die Windräder am Laufen halten, um Korrosionsschäden zu vermeiden. Die Kosten zahlt der Verbraucher über die EEG-Umlage.

Im Jahresbericht 2010 des World Energy Council, Deutsche Sektion, waren nur 11 Offshore Windparks mit insgesamt 4.300 MW Ausbauleistung als Projekte aufgeführt, davon die meisten als genehmigt oder im Bau. Sie sollten durchwegs zwischen 2012 und 2015 in Betrieb genommen werden⁹. Mit der Ausrufung der Energiewende hat die Bundesregierung dann das Ausbauziel auf 10.000 MW hoch geschraubt, inzwischen jedoch offensichtlich eingesehen, dass dies a) nicht realisiert werden kann und b) dass dies

angesichts der ohnehin schon chaotischen Verhältnisse, welche der überstürzte Ausbau der Erneuerbaren bewirkt hat, völlig kontraproduktiv sein würde. Nunmehr sollen bis 2023 6.500 MW offshore am Netz sein.

Die Offshore Technik hat mit vielerlei Widrigkeiten zu kämpfen. Zwar werden potentielle Investoren, dem gegenwärtigen politischen Willen entsprechend, mit Genehmigungen geradezu überschüttet – völlig anders als bei jeder anderen Art der Infrastruktur. Jedoch wird ihr Durchhaltevermögen stark strapaziert. Unsicherheit hinsichtlich der politischen Randbedingungen (EEG weiter wie bisher oder abgemagert?), Kostensteigerungen bei der bislang ziemlich unerprobten Offshore Technik und unwirtliche Bedingungen speziell weiter draußen in der Nordsee sind nur einige der Probleme. Manche derjenigen, welche sich eine Goldgrube versprochen hatten, haben inzwischen aufgegeben.

Jedoch auch dann, wenn der Betrieb einmal aufgenommen ist, tritt massiert Unerwartetes auf. So musste bei Bard Offshore 1 die Leitung zum Land am 18. Oktober 2013 von TenneT abgeschaltet werden. Es dauerte 80 Tage, bis am 5. Januar 2014 wieder Windstrom an Land floss (FAZ 03.02.14). TenneT verschweigt hierzu die Gründe und auch, wieviel dies den Stromverbraucher in der Fläche kosten wird. Denn der Betreiber von Bard Offshore 1 kann den entgangenen Gewinn gemäß EEG von TenneT einfordern und TenneT kann davon 90 % an die Verbraucher weitergeben.

Zu erinnern ist hier auch daran, dass bei Alpha Ventus bereits nach wenigen Monaten Betrieb im Frühjahr 2010 die Hälfte der Gondeln (Maschinenhäuser) wegen Schäden an den Getrieben ausgetauscht werden mussten. Insofern relativiert sich die Verlautbarung der Betreiber, dass Alpha Ventus zwischen 2011 und 2013 einen mittleren Wirkungsgrad von 48 % erreicht hat¹⁰. Zum Vergleich: Kendish Flats in der Themsemündung nennt 35 %, Scroby Sands an der Ostküste Englands 26 bis 32 % und Barrow in der Irischen See 39 % (jeweils auf deren Websites). Für Prognoseüberlegungen dürfte daher optimistisch nur von im Mittel 35 % ausgegangen werden. Übrigens: 2007 mussten auch bei Kendish Flats die Getriebe aller 30 Anlagen wegen Lagerschäden ausgetauscht werden.

Technische Probleme bringt auch die raue Nordsee. Der Zugang per Schiff zu einer Offshore-Windkraftanlage (WEA) ist im Wesentlichen durch die Wellenhöhe bestimmt. In der Regel werden Wettersituationen mit einer Wellenhöhe von mehr als 1,5 m als „Weather Days“ bezeichnet, da die WEA dann nicht mehr gefahrlos erreicht werden kann. Die durchschnittliche Anzahl dieser Tage ist für verschiedene Offshore-Windparks in Bild 10 aus einer Studie des Fraunhofer Instituts⁸ dargestellt. Es ist deutlich, dass die Anlagen bei größeren Wassertiefen, wie sie bei deutschen Windparks die Regel sein werden, in den Monaten November, Dezember und Januar per Schiff nicht mehr gefahrlos erreicht werden können.

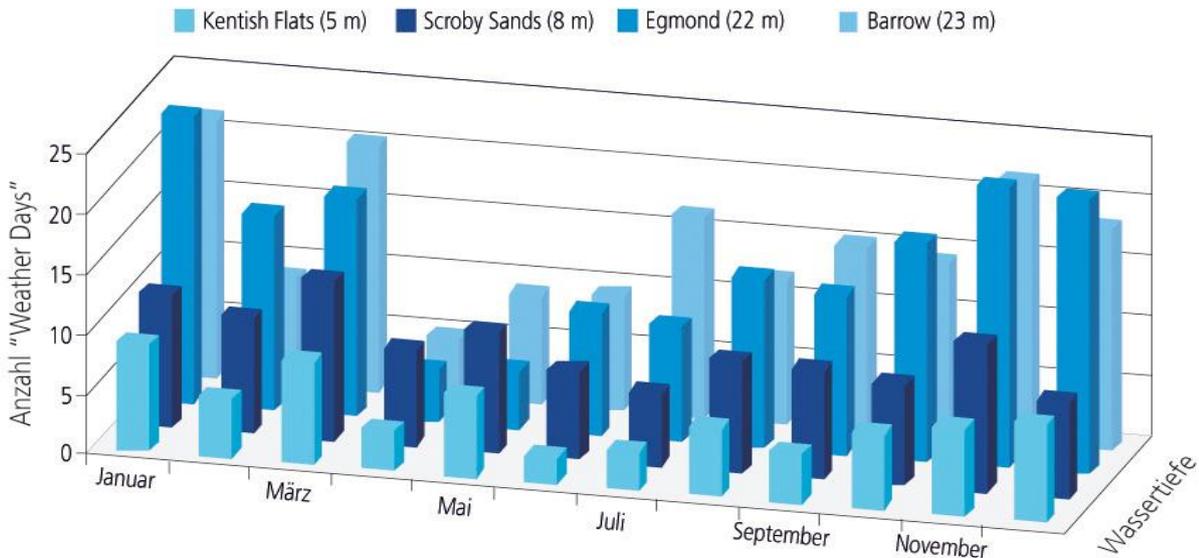


Bild 10 Anzahl der „Weather Days“ in Abhängigkeit von der Wassertiefe

Deswegen wird selbst die Wartung in den Wintermonaten schon problematisch. Größere Reparaturen oder gar der Austausch größerer Elemente dürften überhaupt nicht möglich sein. In den stürmischen Wintermonaten eingetretene schadensbedingte Stillstände werden daher mindestens bis zum Frühjahr andauern.

Aus all diesen Gründen müssen die optimistischen Prognosen der „Windindustrie“, sowohl was die Fertigstellungszeitpunkte als auch was die spätere Stromausbeute anbelangt, mit einer gewissen Skepsis gesehen werden.

7. Zunahme der Photovoltaikanlagen

Die Photovoltaik (PV) ist generell als Methode, für sich allein ständig verfügbare elektrische Arbeit zu produzieren, denkbar ungeeignet. Dies möge das Beispiel einer modernen Photovoltaikanlage auf einem Einfamilienhaus in Augsburg, also im sonnenverwöhnten Südbayern demonstrieren (Bild 11). Die installierte Leistung der Anlage beträgt 6 kW. An sonnenreichen Tagen erreichte die Anlage Ende Februar 2013 Spitzenwerte von knapp 4 kW, jedoch nur für wenige Minuten. Dagegen wurden an dunklen Tagen (Nebel, Hochnebel, Niederschläge) Spitzenwerte von nur 400 W gemessen. Die Produktion begann im Februar gegen 08:15 bei null, steigerte sich dann bis 11:00 auf 400 W, verharrte bei dieser Leistung bis ca.14:00 und fiel dann nahezu linear bis 17:00 auf null. Die Gesamtausbeute an diesem Tag: knapp 2,3 kWh! An einem Schönwettertag, am 04.03., wurden 25 kWh produziert.

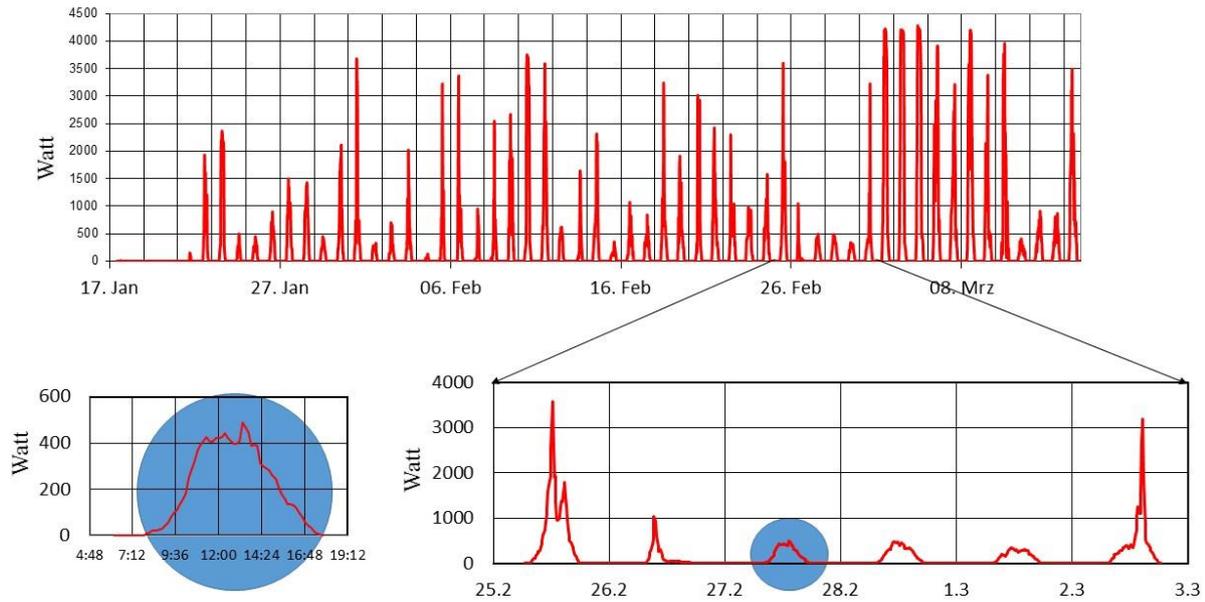


Bild 11 PV-Ausbeute an einem Einfamilienhaus in Augsburg im Winter 2013

Im Sommer sind die Ausbeuten der Photovoltaik zwar größer als im Februar, doch ist dies nicht maßgebend. Der Spitzenbedarf tritt im Winter auf.

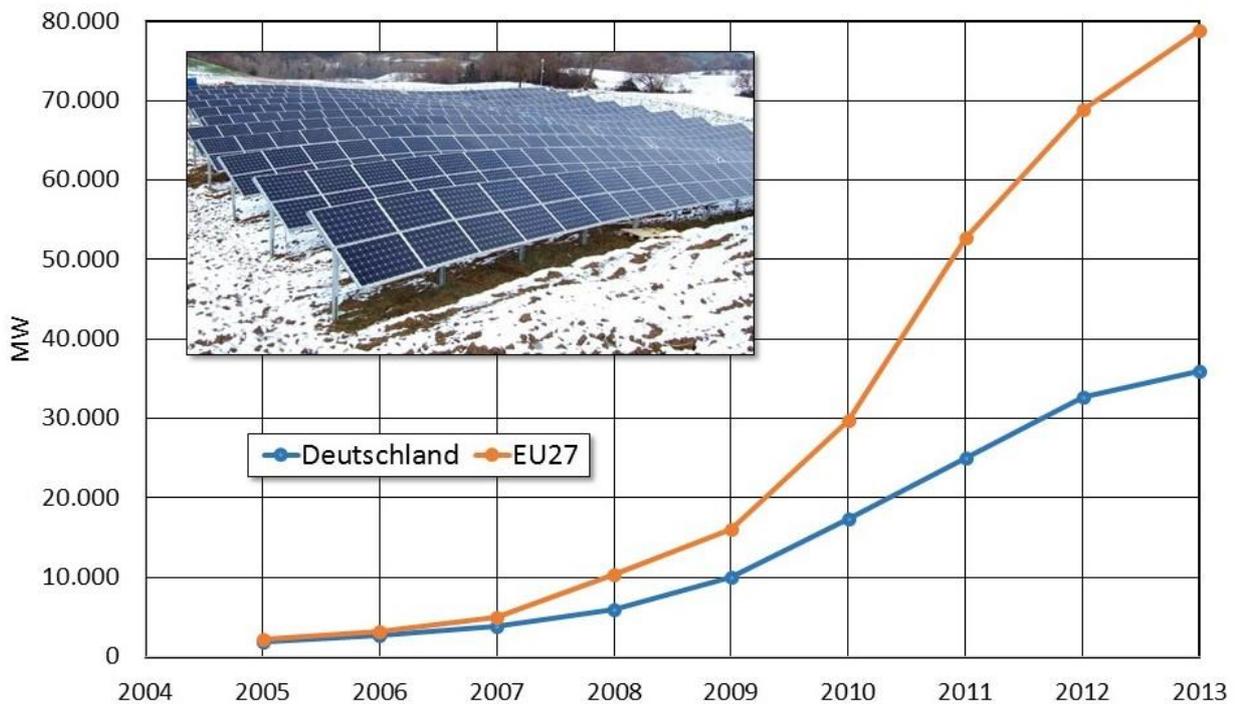


Bild 12 Entwicklung der installierten Photovoltaik-Nennleistungen in Deutschland und in der EU 27

Die Photovoltaiktechnik fand etwa um 2005 Eingang in die großtechnische Stromerzeugung. Die Entwicklung lief zunächst, bis 2009 sowohl in der EU, als auch in Deutschland etwas zögerlich. Deutschland war in diesen Jahren eindeutig Vorreiter auf diesem Gebiet. Nach 2009, jedoch noch vor der

Ausrufung der Energiewende, bekam die Entwicklung größere Dynamik, in Europa auch außerhalb Deutschlands.

In Deutschland hat sich der Trend seit 2009 bis 2012 linear fortgesetzt. 2013 wurde allerdings weniger zugebaut, nur 43 % des Volumens in 2012. Dies mag an der Degression der Einspeisevergütung liegen, an der Unsicherheit, wie es mit dem EEG weitergeht oder an einer gewissen Sättigung des Marktes.

8. Ziel der deutschen Politik zur Struktur des deutschen Stromerzeugungsinventars 2022

Nachdem sich die Politik 2011 darauf verständigt hatte, nach welchem Fahrplan die Kernkraftwerke abgeschaltet werden sollen, hätte damals eigentlich erwartet werden können, dass zeitgleich auch die Ausbauziele für den Energiemix in 2022 definiert und der Öffentlichkeit zugänglich gemacht werden.

Jedoch auch heute sind präzise Informationen zur beabsichtigten Struktur des deutschen Stromerzeugungsinventars sind aus dem politischen Bereich kaum zu erhalten. Allerdings lassen sich die sehr detaillierten, der Öffentlichkeit zugänglichen Dokumente der Bundesnetzagentur auswerten.

Die Bundesnetzagentur hat am 20.12.2012 den Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan 2012 festgelegt¹¹. Dabei wurde zwischen einem Szenario A 2022 und einem Leitszenario B 2022 unterscheiden. Das Szenario A enthält Zahlen, die im Sinne der Forcierung der Erneuerbaren als Mindestforderung gelten, das Leitszenario B die für die Planung der Netzarchitektur zugrunde gelegten Randbedingungen (möglicherweise inklusive gewisser Reserven). Danach sollen 2022 die in Tabelle 5 zusammengestellten installierten Leistungen am Netz sein, dort gegenübergestellt den installierten Leistungen von 2013.

Tabelle 5 Szenarien A und B für den Netzentwicklungsplan 2012

		Szenario A 2022	Leitszenario B 2022
in MW	2013	2022	2022
Steinkohle	27.572	30.600	25.100
Kernenergie	12.068	0	0
Braunkohle	23.011	21.200	18.500
Erdgas	28.365	25.100	31.300
Wind onshore	32.436	43.900	47.500
Wind offshore	616	9.700	13.000
Photovoltaik	36.858	48.000	54.000
Biomasse	5.983	7.600	8.400

Beide Szenarien unterscheiden sich zunächst darin, dass bei A das damals von der Bundesregierung gewollte Ausbauziel 10.000 MW für die Offshore Windkraft eingehalten wird, bei B um 30 % darüber hinausgegangen wurde. Weiterhin bleibt die Kohleverstromung bei A in der Summe erhalten und der Erdgaseinsatz ist gegenüber 2013 (der derzeitigen Entwicklung entsprechend) etwas reduziert, während bei B genau der umgekehrte Trend erwartet wird. Beiden Szenarien ist selbstverständlich gemein, dass die Erneuerbaren bis 2022 extrem ausgebaut sind.

Der Inhalt der Tabelle 5 ist in Bild 13 für das Szenario B nochmals grafisch aufbereitet, da dabei die gegenläufigen Entwicklungen der thermischen und der „erneuerbaren“ Stromerzeugungen besonders deutlich werden.

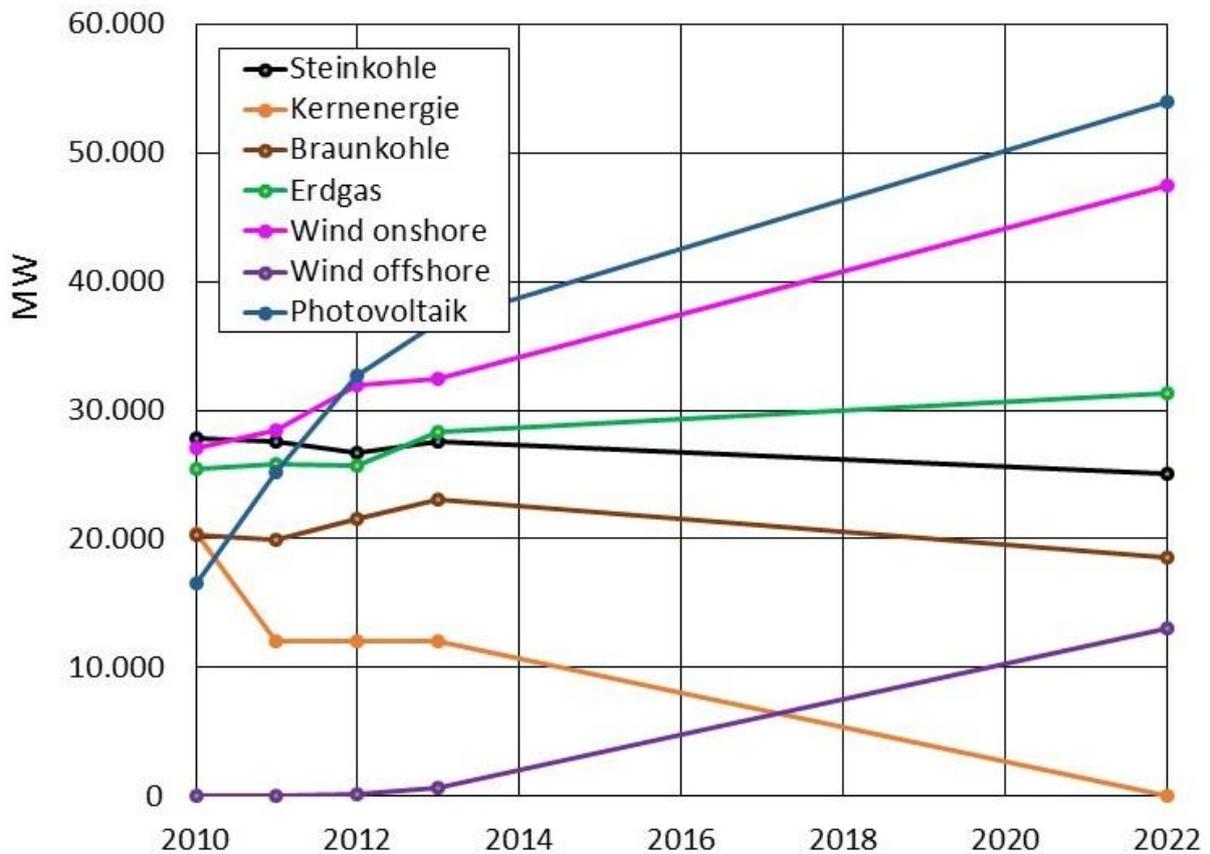


Bild 13 Szenario B für den Netzentwicklungsplan 2012 der Bundesnetzagentur

Die in Tabelle 5 aufgelisteten Zahlen vermitteln leider keine Information darüber, wie leistungsfähig das Gesamtsystem – vorausgesetzt, es kommt so wie angenommen zustande – dann ist. Hierzu müssen die Wirkungsgrade gemäß Tabelle 3a u d 3b einbezogen werden. Tabelle 6 vermittelt das Bild ohne und mit Einbeziehung der Wirkungsgrade.

Tabelle 6 Installierte und wirksame Leistungen des Gesamtsystems, tatsächlich in 2013 und nach den Szenarien der Bundesnetzagentur gem. Tabelle 5

in MW	Szenario A 2022		Leitszenario B 2022
	2013	2022	2022
Installierte Leistung	160.926	178.500	189.400
Wirksame Leistung	60.905	55.039	53.973

Die in Tabelle 6 für 2013 errechnete wirksame Leistung ist kleiner als die im deutschen Netz an Spitzentagen auftretende Anforderung. Dies ist jedoch kein Widerspruch, da in Tabelle 6 keine Spitzenwerte, sondern Mittelwerte abgebildet sind. Außerdem sind in Tabelle 5 einige kleinere Sparten, z.B. die Wasserkraft, nicht berücksichtigt.

Aus Tabelle 6 geht hervor, dass das wirksame Leistungsangebot des Gesamtsystems in 2022 um 10 bis 12 % kleiner sein wird als im Jahr 2013 und zwar umso kleiner, je mehr die Erneuerbaren auf Kosten der konventionellen Erzeugung zugebaut werden. Der noch beabsichtigte Zubau der Erneuerbaren wird nicht ausreichen, die bis dahin vom Netz genommenen 12.000 MW der Kernkraftwerke zu substituieren. Dabei muss nochmals darauf hingewiesen werden, dass das Gesamtsystem bereits jetzt kaum noch Reserven hat.

9. Stromtransportwege

9.1 Regionale Verteilung der Stromerzeugung

Die Umorientierung der Produktion elektrischer Energie erfordert in großem Maße neue leistungsfähige Übertragungsleitungen. Dies folgt bereits aus der derzeitigen regionalen Verteilung von Stromproduktion und –verbrauch.

Tabelle 7 enthält ausgewählte, aktuelle Zahlen der Bundesnetzagentur (Stand April 2014) zur Verteilung der Stromproduktion in den einzelnen Bundesländern⁷. Daraus ergeben sich für die Regionen sehr unterschiedliche Summen installierter Leistungen. So sind in Nordrhein-Westfalen 40 GW installiert, in Thüringen nur 2,8 GW. Dies sagt allerdings noch nichts aus über notwendige Stromtransporte und dementsprechend die Notwendigkeit neuer Leitungen.

		Baden- Württemberg	Bayern	Brandenburg	Hessen	Mecklenburg- Vorpommern	Niedersachsen	Nordrhein- Westfalen	Rheinland-Pfalz	Sachsen	Sachsen-Anhalt	Schleswig-Holstein	Thüringen
1	Braunkohle			4.409	34		352	10.764		4.325	1.152		
2	Erdgas	1.126	4.416	846	1.610	287	4.195	8.352	1.899	582	779	20	478
3	Kernenergie	2.712	5.257				2.689					1.410	
4	Photovoltaik	4.974	10.530	2.826	1.684	1.315	3.434	4.066	1.789	1.512	1.696	1.443	1.061
5	Steinkohle	4.215	843		753	508	2.190	13.012	13			730	
6	Biomasse	687	1.112	412	216	313	1.188	663	146	257	394	363	229
7	Windenergie (Offshore)					48	568						
8	Windenergie (Onshore)	595	785	5.167	870	2.255	7.510	3.410	2.292	1.057	4.058	3.575	1.074
9	Summe	14.309	22.944	13.659	5.167	4.726	22.127	40.268	6.140	7.732	8.080	7.541	2.842

Tabelle 7 Netto-Nennleistungen in MW regional (Bundesnetzagentur, Stand 02.04.2014)

Stadtstaaten und Saarland sowie Energiesparten untergeordneter Größe weggelassen

Wesentlich aussagekräftiger werden die Zahlen, wenn die Wirkungsgrade der unterschiedlichen Erzeugungssparten mit berücksichtigt werden und das Ganze dann auf jeden Einwohner umgelegt wird.

Wenn die Betrachtung dann einmal mit Kernenergie und einmal ohne erfolgt (Tabelle 8), so ergibt sich ein realistisches Bild, welche Bundesländer in ihrer Eigenerzeugung besonders betroffen wären, wenn morgen die Kernenergie wegfallen würde. Dies gilt natürlich in analoger Weise auch für den Zustand 2022.

		Baden-Württemberg	Bayern	Brandenburg	Hessen	Mecklenburg-Vorpommern	Niedersachsen	Nordrhein-Westfalen	Rheinland-Pfalz	Sachsen	Sachsen-Anhalt	Schleswig-Holstein	Thüringen
1	Braunkohle	0	0	2.293	17	0	183	5.597	0	2.249	599	0	0
2	Erdgas	304	1.192	228	435	77	1.133	2.255	513	157	210	5	129
3	Kernenergie	2.522	4.889	0	0	0	2.501	0	0	0	0	1.311	0
4	Photovoltaik	448	948	254	152	118	309	366	161	136	153	130	95
5	Steinkohle	2.192	438	0	392	264	1.139	6.766	7	0	0	380	0
6	Biomasse	536	867	321	168	244	927	517	114	200	307	283	179
7	Windenergie (Offshore)	0	0	0	0	17	199	0	0	0	0	0	0
8	Windenergie (Onshore)	101	134	878	148	383	1.277	580	390	180	690	608	183
9	Summe mit Kernkraft	6.103	8.468	3.975	1.312	1.104	7.667	16.082	1.184	2.922	1.959	2.717	586
10	Summe ohne Kernkraft	3.580	3.579	3.975	1.312	1.104	5.166	16.082	1.184	2.922	1.959	1.406	586
11	Einwohner (Mio.)	10,8	12,7	2,5	6,1	1,6	7,9	17,8	4,0	4,7	2,8	2,6	2,6
12	Leistung je Einwohner mit Kernenergie (kW)	0,57	0,67	1,59	0,22	0,69	0,97	0,90	0,30	0,62	0,70	1,05	0,23
13	Leistung je Einwohner ohne Kernenergie (kW)	0,33	0,28	1,59	0,22	0,69	0,65	0,90	0,30	0,62	0,70	0,54	0,23

hoch mittel klein

Tabelle 8 Auf Basis der Daten für 2014 (Tabelle 7) errechnetes Leistungsangebot pro Einwohner der Bundesländer, mit und ohne Kernenergie – dabei die Wirkungsgrade nach den Tabellen 3a und 3b berücksichtigt

Tabelle 8 und Bild 14 ist zu entnehmen, dass

- einige Länder von der Abschaltung der letzten Kernkraftwerke überhaupt nicht betroffen sein werden (Brandenburg, Mecklenburg-Vorpommern, Nordrhein-Westfalen, Sachsen-Anhalt und Sachsen, vorausgesetzt, sie geben nicht leichtfertig ihre Kohlekraftwerke auf),
- einige Länder dramatische Einbrüche im eigenen Energieangebot gewärtigen müssen (Baden-Württemberg, Bayern, Niedersachsen und Schleswig-Holstein) und
- einige Länder bereits vor Abschaltung der letzten Kernkraftwerke auch jetzt nur überaus wenig Energie aus Eigenerzeugung anbieten können (Hessen nach Abschaltung von Biblis, Rheinland-Pfalz und Thüringen).

Den Ländern nach c) muss bereits jetzt beachtlich Strom von außen zugeführt werden. Neue und teilweise beachtliche Probleme kommen nach Abschaltung der letzten Kernkraftwerke jedoch auf die Länder nach b) zu.

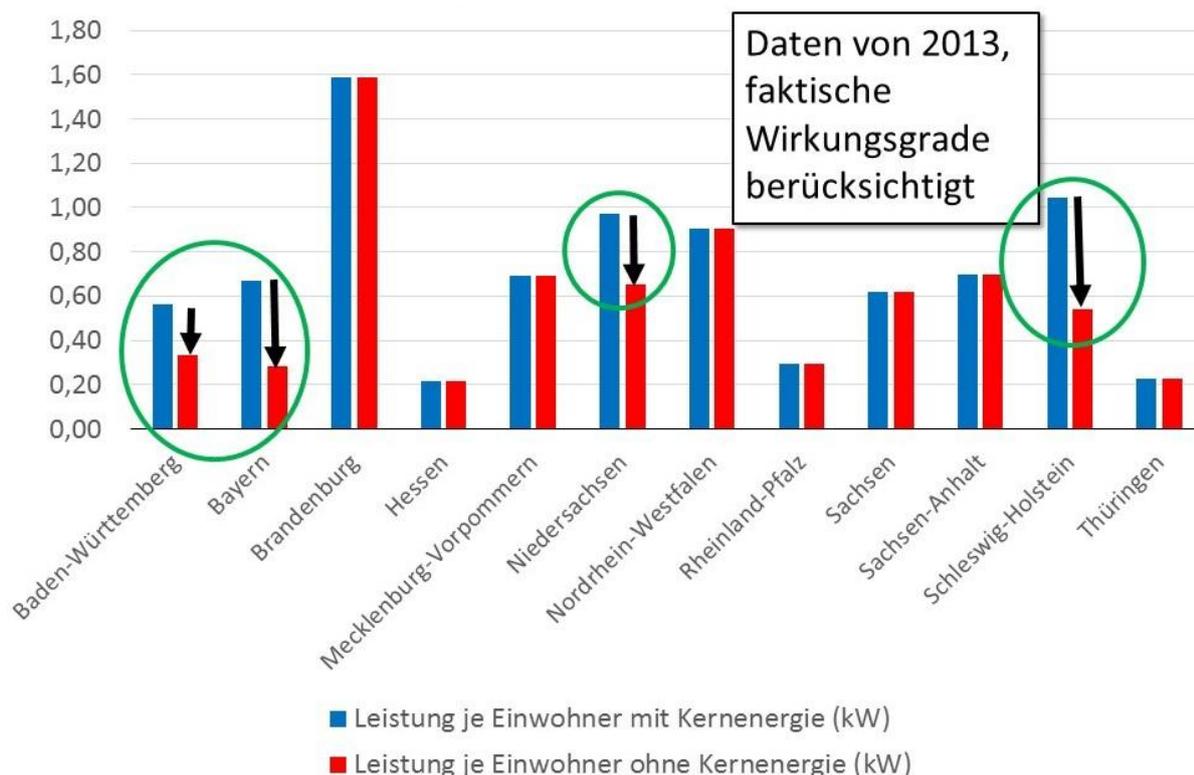


Bild 14 Regional verfügbare Leistungen mit und ohne Kernkraft

Besonders kritisch wird die Situation in Bayern und in Baden-Württemberg. Überall dort, wo die Eigenerzeugung ohne Kernkraftwerke besonders klein wäre (2014) oder sein wird (2022), muss Strom aus anderen Bundesländern zugeführt werden, über leistungsfähige Leitungen. Auch bereits jetzt, da die neun Kernkraftwerke noch in Betrieb sind, sind Stromimporte nach Hessen (nach der Abschaltung von Biblis), Rheinland-Pfalz und Thüringen erforderlich.

Ohne zusätzliche Transportwege wird es jedoch spätestens 2022 in Bayern und Baden-Württemberg bedrohlich, wahrscheinlich schon wesentlich früher. Bis dann werden nämlich dort sechs der insgesamt noch betriebenen neun Kernkraftwerke den Betrieb einstellen. Dann fehlen in diesen südlichen Bundesländern insgesamt 8.000 MW installierter mit 7.400 MW tatsächlicher Leistung.

Was Bayern anbelangt, so ist dies auch den dort Verantwortlichen klar. Bayerns Wirtschaftsminister Martin Zeil unterstrich am 06.05 2013 bei einem Besuch im Umspannwerk Altenfeld die Tatsache, dass *Bayern dauerhaft rund 30 % seines Stroms importieren müsse*¹².

9.2 Netzausbaupläne der Bundesnetzagentur

Die Bundesnetzagentur ist für die Planung der in 2022 und danach benötigten Leitungskapazitäten zuständig. Sie bedient sich dabei der vier Netzbetreiber TenneT TSO, Amprion, Transnet BW und 50Hertz. Die Bundesnetzagentur bestätigt unter Berücksichtigung der Behörden und Öffentlichkeitsbeteiligung die energiewirtschaftlich notwendigen Maßnahmen, die sich als wirksam und bedarfsgerecht für den sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb herausgestellt haben (§ 12b Abs. 1 S. 2 EnWG) und die sich auch aus sonstigen Gründen nicht als entbehrlich oder vorerst nicht angemessen erwiesen haben.

Die derzeit neueste Erhebung, der Netzentwicklungsplan Strom 2013 (NEP2013), ist am 19.12.2013 von ihr bestätigt worden¹³.

Der NEP2013 stellt einen Bedarf an Übertragung großer Leistungen über weite Strecken fest. Dieser soll durch Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungen (HGÜ) und durch flankierende Wechselstrom-Maßnahmen gedeckt werden. Insgesamt werden 56 Maßnahmen mit 5450 km Streckenlänge für notwendig erachtet, welche sämtlich bis zur letzten Abschaltung eines AKW in Betrieb sein sollen. Bild 9 enthält die wesentlichen Maßnahmen.

Das Rückgrat der gesamten Netzstruktur sollen drei leistungsfähige Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungen werden, deren Zweck darin gesehen wird, Windstrom aus küstennahen Bereichen und aus der norddeutschen Tiefebene nach Bayern und nach Baden-Württemberg zu transportieren, weil – wie auch Tabelle 8 zu entnehmen ist – nach der Abschaltung der dort liegenden Kernkraftwerke bedrohliche Engpässe auftreten werden.

Für diese Übertragungen sind beim gegenwärtigen Planungsstand bisher lediglich Korridore vorgesehen. Die Trassen sollen erst später in einem mehrstufigen Planungs- und Abstimmungsverfahren festgelegt werden (s. Abschnitt 9.3). Neben diesen HGÜ-Korridoren enthält der Netzentwicklungsplan noch viele Maßnahmen auf der Wechselstromebene (Neubauten oder Verstärkungen), die in Bild 15 ebenfalls skizziert sind.

Die für die HGÜ vorgesehenen Korridore sind in Bild 15 grün eingefärbt.

- Der Korridor A soll eine Übertragung (2 GW) zwischen Emden/Ost und Philippsburg aufnehmen, um dort nach der Abschaltung des KKW Philippsburg 2 (2019) Engpässe zu vermeiden. Vorgesehene Inbetriebnahme: 2019/2020
- Der Korridor C soll Windstrom von der Küste nach Unterfranken transportieren (2,6 GW), denn dort entsteht nach der Abschaltung des KKW Grafenrheinfeld (2015) ein Engpass. Vorgesehene Inbetriebnahme: 2019/2020
- Der Korridor D soll Strom aus Sachsen-Anhalt (Wind- und Braunkohlenstrom) ins Zentrum Bayerns leiten (2 GW), wo nach der Abschaltung der KKW Gundremmingen B (2017) und Gundremmingen C (2021) kritische Situationen eintreten werden. Vorgesehene Inbetriebnahme: 2021/2022

An dieser Stelle ist kritisch anzumerken, dass die Zeitpunkte der Inbetriebnahme lediglich die Vorstellungen der Bundesnetzagentur widerspiegeln. Ob sich die notwendigen Verfahren und der Bau jedoch in diesem Zeitrahmen werden durchführen lassen, das ist zumindest zweifelhaft. Gelingt dies jedoch nicht, so brechen irgendwann zumindest einige Netze zusammen oder der Zeitplan für die Abschaltung der Kernkraftwerke muss revidiert werden.

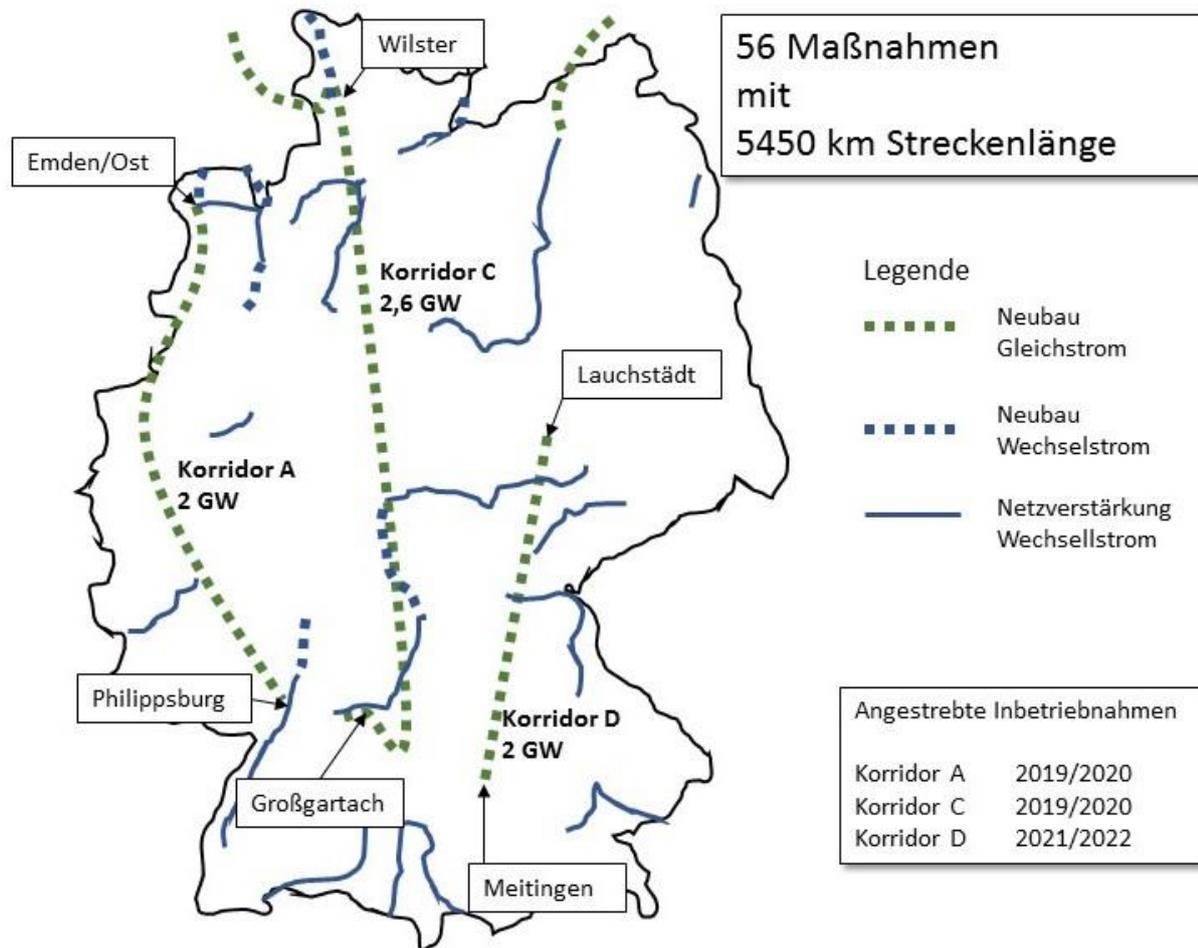


Bild 15 Von der Bundesnetzagentur bestätigter Netzentwicklungsplan Strom 2013

Eine besondere, sogar bedrohliche Situation wird sich demnächst in Unterfranken ergeben. Das KKW Grafenrheinfeld (1275 MW) wird, wie erwähnt, spätestens Ende 2015 abgeschaltet werden. Der Betreiber versucht sogar, bereits für Mitte 2015 die Genehmigung zur Außerbetriebnahme zu erhalten. Um hier „Blackouts“ zu vermeiden, ist vorgesehen, zwischen Lauchstadt (Sachsen-Anhalt) und Redwitz (Bayern) eine 380 kV-Leitung neu zu bauen (die sog. Thüringer Strombrücke) und über diese nach Ausbau einer bestehenden 220 kV-Leitung Redwitz- Grafenrheinfeld 380 kV Strom von Sachsen-Anhalt bis nach Grafenrheinfeld zu führen. Die Bundesnetzagentur rechnet damit, dass die Verbindung spätestens 2017 in Betrieb gehen kann.

Um die geplante Leitung im Korridor D und um die „Thüringer Strombrücke“ rankt sich gegenwärtig eine Kontroverse, die bezeichnend ist für die verbesserungswürdige Planungskultur in nahezu allen Teilbereichen der Energiewende. Es geht um einen der vielen Eingriffe der Politik in die Fachplanung.

Die Bundesnetzagentur hält die Leitung im Korridor D für vordringlich, der bayerische Ministerpräsident Seehofer und seine thüringische Amtskollegin Lieberknecht dagegen nicht. Beide haben sich vielfach öffentlich dazu geäußert, letztmalig in zwei Aufsätzen im Rotary Magazin^{14,15}.

Beide beschwören zwar den Erfolg der Energiewende. Beide wollen die „Thüringer Strombrücke“, denn diese „ist bereits seit 2009 geplant. Anders verhält es sich mit der Süd-Ost-Trasse (Korridor D), die im

Zuge der Energiewende vom Raum Leipzig/Halle nach Bayern führen soll. Ihre Notwendigkeit sehe ich ebenso wenig wie die betroffenen Bürger und Bürgerinnen. Ihre Planung findet keine Akzeptanz. Deswegen wird diese Stromtrasse so auch nicht kommen“ (Seehofer).

Frau Lieberknecht äußert sich allgemeiner, jedoch nicht minder populistisch: *„Weil der Einklang von Energiewende und Landschaftsschutz zentral ist, brauchen wir geeignete Antworten, um zu verhindern, dass unsere Landschaft mit Windrädern „verspargelt“, mit Pumpspeicherwerken geflutet und durch Stromtrassen zerschnitten wird.“*

Herrn Seehofers Beweggründe können nur vermutet werden. Er verdrängt jedenfalls (im Gegensatz zu seinem Wirtschaftsminister, s. Abschnitt 9.1), dass sein Land schon vor dem Ende der Energiewende im Jahr 2022, jedoch erst recht danach, dringend auf Stromimporte angewiesen sein wird (vgl. Tabelle 8, Zeile 13). Die „Thüringer Strombrücke“ soll und kann nur den Ausfall von Grafenrheinfeld in Nordbayern kompensieren. Ab 2017 fehlen jedoch zusätzlich die 1284 MW Leistung des Kernkraftwerks Gundremmingen B und ab 2021 auch die 1288 MW von Gundremmingen C. Die im Freistaat erzeugte wirksame Leistung wird sich in etwa halbieren. Genau deswegen bestätigte die Bundesnetzagentur die Leitung im Korridor D mit 2 GW Transportleistung, welche in Meitingen (Bild 15), nahe bei den derzeitigen AKW-Standorten Gundremmingen enden soll.

Es sei noch hinzugefügt, dass die HGÜ-Süd-Ostleitung (im Korridor D, Bild 15) vom Gesetzgeber beschlossen worden ist, von Bundestag und Bundesrat, - auch mit den Stimmen Bayerns und Thüringens.

Schon eher sind Frau Lieberknechts Motive zu erraten. Thüringen ist bereits derzeit abhängig von Braunkohle- und Windstrom aus Sachsen-Anhalt (Tabelle 8). Würde durch die Leitung nach Meitingen, zusätzlich zu der „Thüringer Strombrücke“, Strom von Lauchstädt (Bild 15) nach Bayern geleitet werden, ginge er Thüringen zwangsläufig verloren. Doch wie üblich werden sachfremde Gründe vorgeschoben, um die wahren Sorgen zu verschleiern und Bürgerfreundlichkeit zu demonstrieren.

9.3 Verwaltungsverfahren zur Festlegung von Netzergänzungen

Nachdem Teile der Politik den Bürger seit drei Jahrzehnten systematisch dazu ermuntern, sich gegen jede Art von Infrastrukturmaßnahmen aufzulehnen und als Folge davon das Planungs- und Genehmigungsrecht ständig komplizierter und langwieriger geworden ist, sind eigene Verfahren und Gerichtszuständigkeiten entwickelt worden, um bei der Mammutaufgabe der Netzumstrukturierung nicht von vorneherein zu scheitern.

Die Bundesnetzagentur beschreibt dieses fünfstufige System auf ihrer Website¹⁶:

Szenarien der Energieversorgung

Jedes Jahr wird ein solches Szenario erstellt mit dem Ziel, den Stromverbrauch in zehn Jahren und die Verteilung auf ein dann bestehendes gemischtes Inventar abzuschätzen. Entworfen wird der Szenariorahmen von den Übertragungsnetzbetreibern, genehmigt wird er von der Bundesnetzagentur.

Netzentwicklungspläne und Umweltbericht

Mit Hilfe der Szenarien berechnen die Übertragungsnetzbetreiber nun den Ausbaubedarf für die kommenden zehn Jahre. Das Resultat ist der Netzentwicklungsplan, der von der Bundesnetzagentur bestätigt werden muss. Diese hält darüber hinaus mögliche Umweltbelastungen in einem Umweltbericht fest. Bürger, Verbände und Behörden können in Beteiligungsrounden konstruktiv am Netzentwicklungsplan und an der Umweltprüfung mitarbeiten.

Zum Entwurf des Netzentwicklungsplanes 2013 haben sich ca. 200 Verbände und Behörden schriftlich geäußert, ablehnend oder mit Änderungsvorschlägen. Der Abschlussbericht der Bundesnetzagentur umfasst ca. 500 Seiten. Gegen diesen ist eine Beschwerde – ohne aufschiebende Wirkung – zulässig.

Verbindlicher Bundesbedarfsplan

Auf der Grundlage des Netzentwicklungsplanes, zusammen mit dem Umweltbericht, und den darin genannten Leitungsvorhaben, der mindestens alle drei Jahre der Bundesregierung vorgelegt werden muss, startet diese den Gesetzgebungsprozess, an dessen Ende die Notwendigkeit aller Vorhaben gesetzlich festgestellt wird.

Bundesfachplanung oder Raumordnungsverfahren?

Die Übertragungsnetzbetreiber schlagen nun Korridore vor, durch welche die neue Höchstspannungsleitung später einmal führen soll. Die Entscheidung über diese Korridore trifft entweder die zuständige Landesbehörde oder die Bundesnetzagentur, wenn die geplante Leitung Staats- oder Ländergrenzen überquert. Sie untersucht den Verlauf des Korridors (bis zu 1.000 m breite Geländestreifen) im Rahmen der sogenannten Bundesfachplanung, zu der auch eine Strategische Umweltprüfung gehört.

Festlegen der exakten Leitungsverläufe in der Planfeststellung

Die im vierten Schritt ermittelten Korridore bilden die Grundlage für das Planfeststellungsverfahren. Die Übertragungsnetzbetreiber müssen zunächst für jeden Korridor mehrere alternative Leitungsverläufe betrachten. Ihre Vorschläge werden öffentlich diskutiert und auf ihre Umweltverträglichkeit geprüft. Am Ende steht ein Planfeststellungsbeschluss mit dem Trassenverlauf, der die geringsten Belastungen für Mensch und Umwelt verspricht.

Jedermann kann den Antrag mit allen Plänen und Unterlagen zu den Umweltauswirkungen einsehen und sich dazu äußern. Die Bundesnetzagentur oder die zuständige Landesbehörde erörtern zusammen mit dem Übertragungsnetzbetreiber die eingegangenen Stellungnahmen mit den Einwänden, bevor die Entscheidung über das Vorhaben getroffen wird. Damit wird sichergestellt, dass die Öffentlichkeit in allen entscheidenden Verfahrensschritten informiert und aktiv eingebunden ist. Am Ende dieses letzten Verfahrensschrittes steht schließlich der Planfeststellungsbeschluss.

Grundsätzlich liegen die Planfeststellungsverfahren in der Kompetenz der jeweils betroffenen Bundesländer. Für Vorhaben, die als grenzüberschreitend oder länderübergreifend gekennzeichnet sind, hat die Bundesregierung mit Zustimmung des Bundesrates diese Aufgabe aber an die Bundesnetzagentur übertragen. Diese hat bei den entsprechenden Vorhaben bereits die Bundesfachplanung durchgeführt.

Für Klagen gegen den Planfeststellungsbeschluss ist erst- und letztinstanzlich das Bundesverwaltungsgericht zuständig.

9.4 Pünktlichkeit des Netzausbaus

Zu den Zeitplänen für den Netzausbau hier nur so viel: Der Präsident der Bundesnetzagentur hat Anfang Dezember 2013 erklärt, dass von dem 2009 für den dringenden Bedarf veranschlagten 1.855 km nur 268 km umgesetzt worden sind. Gründe: Einsprüche von Bürgern, Planungsänderungen und Verzögerungen bei der Zusammenarbeit verschiedener Behörden (FAZ 9.12.2013). Er hätte hier eigentlich auch verschiedene Politiker nennen müssen.

Das gesamte, bis 2022 aufgrund der Energiewende abzuwickelnde Programm, beläuft sich, wie erwähnt, auf 5.450 km! Und Planungen, Interessenabwägungen und Genehmigungen bis zur Rechtskraft sind nicht einfacher geworden.

10. Schlussbemerkung

Zu den drei eingangs gestellten Fragen:

- Den politischen Entscheidungsträgern war überhaupt nicht klar, was ihre Entscheidungen auslösten. Zwar gab es in den Ministerien sicherlich genügend fachlich versierte Mitarbeiter, welche abschätzen konnten, was diese Entscheidungen bewirken würden. Aber sie konnten und durften sich nicht artikulieren.
- Die Energiewende wird sich in der vorgegebenen Form nicht realisieren lassen. So lange nicht zeitnah thermische Kraftwerke in größerem Umfang zugebaut werden, verbleibt nach Abschaltung der Kernkraftwerke durch die Unzuverlässigkeit der Erneuerbaren stets das Risiko langer Stromausfälle, welches für eine Volkswirtschaft nicht hinnehmbar ist. Selbst wenn dieses Problem gelöst werden würde, wäre der Zeitplan nicht zu halten wegen der Verzögerungen im Offshore Bereich und beim Netzausbau. Überdies stände auch nach Verwirklichung der Szenarien für 2022 10 bis 12 % weniger nutzbare Leistung zur Verfügung als in der Gegenwart (2014).
- Nach der bisherigen Kostenentwicklung zu urteilen, wird die Energiewende für die Allgemeinheit und für den einzelnen Bürger noch sehr teuer werden und zwar unabhängig von Erfolg oder Misserfolg des Unterfangens. Schätzungen sind kaum möglich, weil das Ausmaß der Veränderungen und ihr zeitlicher Ablauf nicht genügend genau prognostiziert werden können.

- ¹ UNSCEAR 2013 Report, Volume 1, Report to the General Assembly, Scientific Annex A: Levels and effects of radiation exposures due to the nuclear accident after the 2011 great east-Japan earthquake and tsunami http://www.unscear.org/docs/reports/2013/13-85418_Report_2013_Annex_A.pdf
- ² Report of the United Nations Scientific Committee on the Effects of Atomic Radiation, General Assembly Official Records Sixty-eight session Supplement No. 46 http://www.unscear.org/docs/GAReports/A-68-46_e_V1385727.pdf
- ³ Deutschlands Energiewende – Ein Gemeinschaftswerk für die Zukunft, vorgelegt von der Ethik-Kommission Sichere Energieerzeugung am 30. Mai 2011 http://www.bmbf.de/pubRD/2011_05_30_abschlussbericht_ethikkommission_property_publicationFile.pdf
- ⁴ <http://www.bundesregierung.de/Content/DE/StatischeSeiten/Breg/ThemenAZ/Klimaschutz/klimaschutz-2006-07-27-die-nationale-strategie.html>
- ⁵ Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme, Stromerzeugung aus Solar- und Windenergie im Jahr 2013 <http://www.ise.fraunhofer.de/de/downloads/pdf-files/aktuelles/stromproduktion-aus-solar-und-windenergie-2013.pdf>
- ⁶ Deutsche Netzagentur: Feststellung des Reservekraftwerksbedarfs für den Winter 2015/16 vom 20.09.2013 http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Berichte_Fallanalysen/Feststellung_Reservekraftwerksbedarf_Winter_15-16_final.pdf?__blob=publicationFile&v=1
- ⁷ Deutsche Netzagentur: Kraftwerkliste, Stand 02.04.2014 http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1911/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerkliste/kraftwerkliste-node.html
- ⁸ Windmonitor http://windmonitor.iwes.fraunhofer.de/windwebdad/www_reisi_page_new.show_page?lang=de#
- ⁹ Peter Rißler: Studie-Kann der Atomausstieg bis 2022 gelingen? http://peter-rissler.de/html/atomausstieg_bis_2022.html
- ¹⁰ Die Website <http://www.alpha-ventus.de/> nennt für die Jahre 2011 bis 2013 12.875 Volllaststunden. Dies entspricht einem Wirkungsgrad von 48 %.
- ¹¹ Szenariorahmen nach § 12a Abs. 3 EnWG, Szenarien für den Netzentwicklungsplan 2012 vom 20.12.2012 http://www.netzausbau.de/SharedDocs/Downloads/DE/I/Szenariorahmen/SzenariorahmenI_Genehmigung.pdf?__blob=publicationFile Inzwischen liegt auch der Netzentwicklungsplan 2013 vor, der jedoch keine expliziten Ausbauleistungsziele nennt, http://nvonb.bundesnetzagentur.de/netzausbau/NEP_Strom_2013_Best.pdf
- ¹² <http://www.50hertz.com/de/1602.htm>
- ¹³ Bundesnetzagentur: Bestätigung Netzentwicklungsplan Strom 2013 http://nvonb.bundesnetzagentur.de/netzausbau/NEP_Strom_2013_Best.pdf
- ¹⁴ Horst Seehofer: Die Suche nach dem eigenen Weg. Rotary Magazin 5/2014
- ¹⁵ Christine Lieberknecht: „Landschaft ist Heimat“. Rotary Magazin 5/2014
- ¹⁶ Das Verfahren – Netzausbau in fünf Schritten http://www.netzausbau.de/cln_1421/DE/Verfahren/Verfahren-node.html;jsessionid=367ABB9DEE81C7BD23746504E10A9A71